

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

VICTOR RAUL NEUMANN SILVA

AJUSTE DE FATOR DE POTÊNCIA DA GERAÇÃO EÓLICA COMO CONTROLE PREVENTIVO  
NO CONTEXTO DE ESTABILIDADE DE TENSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

CURITIBA

2019

VICTOR RAUL NEUMANN SILVA

AJUSTE DE FATOR DE POTÊNCIA DA GERAÇÃO EÓLICA COMO CONTROLE PREVENTIVO  
NO CONTEXTO DE ESTABILIDADE DE TENSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Roman Kuiava

CURITIBA

2019

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR  
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

---

- S586a Silva, Victor Raul Neumann  
Ajuste de fator de potência da geração eólica como controle preventivo no contexto de estabilidade de tensão de sistemas elétricos de potência [recurso eletrônico] / Victor Raul Neumann Silva – Curitiba, 2019.
- Tese - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica.  
Orientador: Prof<sup>o</sup>. Dr. Roman Kuiava
1. Energia eólica. 2. Estabilidade de tensão. 3. Teoria das bifurcações. I. Universidade Federal do Paraná. II. Kuiava, Roman. III. Título.

CDD: 621.312

---

Bibliotecária: Roseny Rivelini Morciani CRB-9/1585



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
SETOR DE TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ  
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA  
ELÉTRICA - 40001016043P4

## TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da tese de Doutorado de **VICTOR RAUL NEUMANN SILVA** intitulada: **Ajuste de fator de potência da geração eólica como controle preventivo no contexto de estabilidade de tensão de sistemas elétricos de potência**

, sob orientação do Prof. Dr. ROMAN KUIAVA, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua Aprovação no rito de defesa.

A outorga do título de doutor está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 11 de Novembro de 2019.

ROMAN KUIAVA

Presidente da Banca Examinadora (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

RODRIGO ANDRADE RAMOS

Avaliador Externo (ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS - UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, EESC-USP)

ODILON LUIS TORTELLI

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

RAPHAEL AUGUSTO DE S BENEDITO

Avaliador Externo (UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ)

*Para mi querida mujer Solange, mis queridos hijos Jesús, Raoni y Endy, mi querida nieta Yulia!,  
mis añoradas madre Nenela, abuela Celfiria y abuelo Porfirio. Con mucho cariño le dedico a todos!*

## AGRADECIMENTOS

Em especial, meus agradecimentos são para o Prof<sup>o</sup>. Roman Kuiava, pela orientação e disposição durante o período de pesquisa para esta tese, apoiando-me com materiais e fontes para estudos, e pela minuciosidade nas revisões e sugestões.

Também agradeço à coordenação do curso de Engenharia de Energias Renováveis da UFPR Setor Palotina, que permitiu conciliar minhas atividades de docente às atividades de pesquisa para esta tese.

Meus reconhecimentos à coordenação e equipe de professores do PPGEE da UFPR pela oportunidade oferecida para cursar este programa de doutorado.

## RESUMO

Esta pesquisa visa o desenvolvimento de uma estratégia de controle preventivo de estabilidade de tensão de sistemas elétricos de potência (SEP) a partir do ajuste do fator de potência de geradores eólicos. Entre as questões estudadas, destaca-se o fenômeno do colapso de tensão que é uma condição extrema que ocorre em sistemas que tenham esgotado os recursos de potência reativa. São analisadas as causas que podem ocasionar este fenômeno, e como detectá-las. Ao adotar a teoria das bifurcações para explicar tal fenômeno, foram identificadas as abordagens matemáticas necessárias para fundamentar a formulação de um índice de sensibilidade da margem de carregamento ao fator de potência de geradores eólicos, que é utilizado no desenvolvimento da estratégia de controle preventivo de tensão. Como o principal recurso da proposta é a utilização da geração eólica como suporte adicional de potência reativa ao sistema, é abordada sua modelagem matemática e discutidas suas tecnologias atuais, e devido à crescente importância dos parques eólicos na matriz de geração de energia elétrica em diversos países como, por exemplo, no Brasil, este tese propõe que esta estratégia de controle preventivo seja utilizada como uma atividade de apoio à programação da operação do sistema elétrico. Esta estratégia é baseada em ações eficazes que se fundamentam no ranqueamento dos parques eólicos que impactam mais significativamente na margem de carregamento e na maximização da distância ao colapso de tensão do sistema, a partir do ajuste otimizado do fator de potência dos parques eólicos ranqueados. Um índice de sensibilidade é proposto para obter este ranqueamento, cuja formulação matemática é baseada em uma aproximação linear das equações de balanço de potência na vizinhança do ponto de máximo carregamento, e na formulação para um fator de potência modificado aproximado que visa superar o problema da descontinuidade da expressão do fator de potência convencional quando a potência reativa é nula. O sistema utilizado para testar esta proposta é um sistema de 56 barras preparado com dados reais atuais do subsistema NE (Nordeste) do Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil, que inclui 22 parques eólicos com 234 aerogeradores, que compõem um total de de 600 MW de capacidade instalada. Os resultados obtidos em simulações realizadas para distintos cenários dos patamares de cargas Pesada, Média e Leve do subsistema NE do SIN, mostram a aplicabilidade das ações eficazes de controle preventivo de tensão propostas, indicando os parques eólicos, juntamente com os ajustes de seus fatores de potência, previsto como um dos modos de controle na operação dos parques eólicos, que podem contribuir mais significativamente para a maximização da distância ao colapso de tensão do sistema a partir de um ajuste adequado de seu fator de potência, e assim contribuir para a melhoria da estabilidade estática de tensão.

**Palavras-chave:** Colapso de tensão. Estratégia de controle preventivo. Estabilidade de tensão. Fator de potência modificado aproximado. Geração eólica. Margem de carregamento. Maximização da distância ao colapso de tensão. Sensibilidade. Teoria das bifurcações.

## ABSTRACT

This research aims to develop a strategy of voltage stability preventive control of electric power systems (SEP) from the power factor adjustment of wind generators. Among the issues studied, there is the phenomenon of voltage collapse, which is an extreme condition that occurs in systems that have depleted reactive power resources. The causes that can provoke this phenomenon are analyzed, and how to detect them. By adopting the theory of bifurcations to explain this phenomenon, the mathematical approaches necessary to support the formulation of a load margin sensitivity index to the wind generator power factor, which is used in the development of the preventive voltage control strategy, were identified. As the main feature of the proposal is the use of wind generation as additional support of reactive power to the system, its mathematical modeling is discussed and its current technologies are discussed, and due to the growing importance of wind farms in the electric power generation matrix in several countries, as in Brazil, for example, this thesis proposes that this preventive control strategy be used as an activity to support the operation programming of the electric system. This strategy is based on effective actions that are based on the ranking of wind farms that most significantly impact the loading margin and maximizing the distance to voltage collapse of the system by optimizing the power factor adjustment of ranked wind farms. A sensitivity index is proposed to obtain this ranking, whose mathematical formulation is based on a linear approximation of the power balance equations in the vicinity of the maximum load point, and on the formulation for an approximate modified power factor that aims to overcome the problem of discontinuity of conventional power factor expression when reactive power is zero. The system used to test this proposal is a 56-bus system prepared with actual current data from the NE (Northeast) subsystem of Brazil's National Interconnected System (SIN), which includes 22 wind farms with 234 wind turbines, which make up a total of 600 MW of installed capacity. The results obtained in simulations performed for different scenarios of the Heavy, Medium and Light load levels of the NE subsystem, show the applicability of the proposed effective preventive voltage control actions, indicating the wind farms, together with the adjustments of their power factors, predicted as one of the control modes in wind farm operation, which can contribute most significantly to maximizing the distance to voltage collapse by properly adjusting its power factor, and thereby contributing to the improvement of static voltage stability.

**Keywords:** Approximate modified power factor. Bifurcation theory. Loading margin. Maximizing the distance to voltage collapse. Sensitivity. Preventive control strategy. Voltage collapse. Voltage stability. Wind generation.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

|   |     |
|---|-----|
| Figura 1 – Elasticidade renda-demanda: Histórico x Projeção Decenal . . . . .   | 20  |
| Figura 2 – Projeção Decenal de Carga . . . . .  | 21  |
| Figura 3 – Relações entre o Operador Nacional do Sistema (ONS) e Agentes . . . . .  | 25  |
| Figura 4 – Análise hierárquica da segurança dos sistemas de potência . . . . .  | 26  |
| Figura 5 – Representação da seção de uma pá . . . . .   | 38  |
| Figura 6 – Conjunto de curvas de $C_p$ vs. $\lambda$ , parametrizadas com $\beta$ . . . . .   | 39  |
| Figura 7 – Curva típica do $C_p$ vs. $\lambda$ , . . . . .  | 39  |
| Figura 8 – Coeficiente de potência $C_p$ para aerogerador de velocidade variável . . . . .  | 40  |
| Figura 9 – Comparação entre aerogeradores de velocidades fixa e variável para diferentes velocidades do vento . . . . .   | 41  |
| Figura 10 – Relação entre a potência elétrica, $P_e$ , e a velocidade do vento, $v$ . . . . .   | 43  |
| Figura 11 – Configuração do DFIG com conversores RSC e GSC . . . . .  | 46  |
| Figura 12 – Curvas de capacidade do parque eólico DFIG . . . . .  | 47  |
| Figura 13 – Tensão nos terminais dos aerogeradores . . . . .  | 51  |
| Figura 14 – Perfil do Controle de Tensão do Parque Eólico . . . . .   | 52  |
| Figura 15 – Classificação e horizontes temporais da Estabilidade do SEP . . . . .   | 56  |
| Figura 16 – Diagrama de equilíbrio ou curva PV . . . . .  | 59  |
| Figura 17 – SNB numa curva PV . . . . .   | 62  |
| Figura 18 – SLIB numa curva PV . . . . .  | 63  |
| Figura 19 – LIB numa curva PV . . . . .   | 64  |
| Figura 20 – Margens de Operação do SEP na curva PV . . . . .  | 67  |
| Figura 21 – FPs Descontínuo, Aproximado e Convencional . . . . .  | 83  |
| Figura 22 – FPs Modificado, Aproximado e Convencional . . . . .   | 84  |
| Figura 23 – Diagrama unifilar do sistema de 56 barras (versão ampliada no Apêndice B.1)   | 90  |
| Figura 24 – Perfis de tensão para o caso base e com $FP = 0,95$ no parque eólico mais sensível . . . . .  | 93  |
| Figura 25 – Curvas PV da barra crítica 53-MOSSOR-RN069 . . . . .  | 94  |
| Figura 26 – Estratégia de Controle Preventivo de Tensão baseada em Ações Eficazes . .   | 104 |
| Figura 27 – Aproximações da função sinal: a) comparações da função sinal, função de saturação e uma das funções sigmóides, para $\varepsilon = 0,015$ ; b) conjunto de funções sigmóides para $\varepsilon = 0,1$ . . . . . | 130 |

## LISTA DE TABELAS

|  |     |
|--|-----|
| Tabela 1 – Classificação de Tensões de Atendimento (TA) . . . . .  | 70  |
| Tabela 2 – Sensibilidades do parque eólico 58-BVISTAEOL34 . . . . .  | 91  |
| Tabela 3 – Ranqueamento de sensibilidades dos parques eólicos - Sistema 56 barras . .  | 92  |
| Tabela 4 – Incremento $\Delta\lambda_{crit}$ e PMC pelo Ajuste de FP do Parque Eólico . . . . .                                      | 93  |
| Tabela 5 – Dados do Sistema Teste de 56 barras . . . . .   | 101 |
| Tabela 6 – Resultados da Maximização da Distância ao Colapso de Tensão . . . . .   | 101 |
| Tabela 7 – Fatores de Potência Otimizados - Sistema 56 barras . . . . .  | 102 |
| Tabela 8 – Maximização de $\lambda$ vs. Parques Eólicos Indisponibilizados . . . . .   | 103 |
| Tabela 9 – Maximização de $\lambda$ e Desempenhos . . . . .  | 103 |
| Tabela 10 – Dados Inferidos para Março de 2018 para o Sistema Teste de 56 barras . . .   | 107 |
| Tabela 11 – Resultados para MC e Maximização de $\lambda$ . . . . .  | 108 |
| Tabela 12 – Fatores de Potência Otimizados - Carga Pesada . . . . .  | 109 |
| Tabela 13 – Fatores de Potência Otimizados - Carga Média . . . . .   | 109 |
| Tabela 14 – Fatores de Potência Otimizados - Carga Leve . . . . .  | 109 |
| Tabela 15 – Maximização de $\lambda$ com Parques Seleccionados . . . . .   | 110 |
| Tabela 16 – Resultados da Maximização de $\lambda$ com Faixa Estendida de FP . . . . .   | 111 |
| Tabela 17 – Fatores de Potência Otimizados - Carga Pesada . . . . .  | 111 |
| Tabela 18 – Fatores de Potência Otimizados - Carga Média . . . . .   | 112 |
| Tabela 19 – Fatores de Potência Otimizados - Carga Leve . . . . .  | 112 |
| Tabela 20 – Maximização de $\lambda$ com Parques Seleccionados . . . . .   | 113 |
| Tabela 21 – Estrutura de dados de Barra . . . . .  | 139 |
| Tabela 22 – Dados de barras . . . . .  | 140 |
| Tabela 23 – Dados de barras (continuação) . . . . .  | 141 |
| Tabela 24 – Estrutura de dados de linhas de transmissão e transformadores . . . . .  | 141 |
| Tabela 25 – Dados das linhas de transmissão e transformadores . . . . .  | 142 |
| Tabela 26 – Estrutura de dados da barra de referência . . . . .  | 143 |
| Tabela 27 – Dados da barra de referência . . . . .   | 143 |
| Tabela 28 – Estrutura de dados das barras PV . . . . .   | 143 |
| Tabela 29 – Dados das barras PV . . . . .  | 144 |
| Tabela 30 – Estrutura de dados das barras PQ . . . . .   | 144 |
| Tabela 31 – Dados das barras PQ . . . . .  | 145 |
| Tabela 32 – Estrutura de dados das barras PQ-geradoras (usados pelos parques eólicos<br>para o cálculo das sensibilidades) . . . . . | 146 |
| Tabela 33 – Dados das barras PQ-geradoras (usadas pelos parques eólicos) . . . . .   | 146 |
| Tabela 34 – Estrutura de dados da demanda de potência adicional (usados na Maximiza-<br>ção de $\lambda$ ) . . . . .                 | 147 |

|   |     |
|---|-----|
| Tabela 35 – Dados da demanda de potência adicional (usado na Maximização de $\lambda$ ) . . .   | 147 |
| Tabela 36 – Estrutura de dados de potências ativas e reativas dos parques eólicos a serem redespachados pelo ranqueamento de sensibilidades (usados na Maximização de $\lambda$ ) . . . . . | 148 |
| Tabela 37 – Dados dos parques eólicos com potências ativas e reativas a serem redespachadas (usados na Maximização de $\lambda$ ) . . . . .   | 149 |
| Tabela 38 – Estrutura de dados dos Shunts . . . . .   | 149 |
| Tabela 39 – Dados dos Shunts . . . . .  | 150 |
| Tabela 40 – Estrutura de dado do Nome de Barra . . . . .  | 150 |
| Tabela 41 – Dados de Nomes de barras . . . . .  | 150 |
| Tabela 42 – Resultados para o Sistema teste de 56 barras . . . . .  | 152 |
| Tabela 43 – Resultados para o Sistema teste de 56 barras - continuação . . . . .  | 153 |

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

|       |   |
|-------|---|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica  |
| AWEA  | <i>American Wind Energy Association</i>   |
| CAG   | Controle Automático de Geração  |
| CCEE  | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica   |
| CMC   | Capacidade de Máximo Carregamento   |
| CMSE  | Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico   |
| DE    | Demanda Esperada  |
| DFIG  | Gerador de Indução Duplamente Alimentado (do inglês: <i>Doubly-Fed Induction Generator</i> )                |
| DER   | Recursos Distribuídos de Energia (do inglês: <i>Distributed Energy Resources</i> )                          |
| EPE   | Empresa de Pesquisa Energética  |
| FACTS | Sistema de Transmissão em Corrente Alternada Flexível (do inglês: <i>Flexible AC Transmission System</i> )  |
| FC    | Fluxo de Carga  |
| FCC   | Fluxo de Carga Continuado   |
| FERC  | <i>Federal Energy Regulatory Commission</i>   |
| FCWG  | Aerogerador com Conversor Completo (do inglês: FCWG – <i>Full-Converter Wind Generator</i> )                |
| FSWG  | Aerogerador de Indução Convencional de Velocidade Fixa (do inglês: FSWG <i>Fixed-Speed Wind Generator</i> ) |
| FRT   | Capacidade de Lidar com as Falhas (do inglês: <i>Fault-ride Through</i> )                                   |
| FP    | Fator de Potência   |
| FPO   | Fluxo de Potência Ótimo   |
| GSC   | Conversor do Lado da Rede (do inglês: <i>Grid Side Converter</i> )  |
| HCS   | Controle de Subida de Colina (do inglês: <i>Hill Climb Search Control</i> )                                 |

|          |   |
|----------|---|
| HVCS     | Sistema de Controle Hierárquico de Tensão   |
| IGBT     | Transistores Bipolares de Porta Isolada (do inglês: <i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> )          |
| LIB      | Bifurcação Induzida por Limite ou do inglês: <i>Limit-induced bifurcation</i>                           |
| LSA      | <i>Large-scale Solar Association</i>  |
| LVRT     | Capacidade de Suportabilidade a Subtensão (do inglês: <i>Low Voltage Ride-Through</i> )                 |
| MAE      | Mercado Atacadista de Energia   |
| MC       | Margem de Carregamento  |
| MET      | Margem de Estabilidade de Tensão  |
| MPPT     | Rastreamento de Ponto de Potência Máxima (do inglês: <i>Maximum Power Point Tracking</i> )              |
| MST      | Margem de Segurança de Tensão   |
| NE       | Nordeste  |
| OEL      | Limitador de Sobre-excitação (do inglês: <i>Over Excitation Limiter</i> )                               |
| OLTC     | Comutadores de Derivação em Carga (do inglês: <i>On Load Tap Changers</i> )                             |
| ONS      | Operador Nacional do Sistema  |
| OTC      | Controle de Conjugado Ótimo (do inglês: <i>Optimal Torque Control</i> )                                 |
| PCH      | Pequena Central Hidrelétrica  |
| PCHs     | Pequenas Centrais Hidrelétricas   |
| PDE-2027 | Plano Decenal de Expansão de Energia, 2017-2027   |
| PDO      | Programação Diária da Operação  |
| PMC      | Ponto de Máximo Carregamento  |
| PMSG     | Aerogerador Síncrono de Imã Permanente (do inglês: <i>PMSG Permanent Magnet Synchronous Generator</i> ) |
| POI      | Ponto de Interconexão   |
| POIs     | Pontos de Interconexão  |

|            |   |
|------------|---|
| PSAT       | <i>Power System Analysis Toolbox</i>  |
| PSF        | Controle por Realimentação do Sinal de Potência (do inglês: PSF <i>Power Signal Feedback</i> )            |
| PWM        | <i>Pulse With Modulation</i>  |
| QR         | Decomposição em matrizes triangular superior $R$ e ortogonal $Q$  |
| RAT ou AVR | Regulador Automático de Tensão  |
| RSC        | Conversor do Lado do Rotor (do inglês: RSC <i>Rotor Side Converter</i> )                                  |
| SEP        | Sistemas Elétricos de Potência  |
| SFIG       | Aerogeradores de Indução Simples (do inglês: SFIG <i>Simple-Fed Induction Generator</i> )                 |
| SIN        | Sistema Interligado Nacional  |
| SLIB       | Bifurcação Sela-nó Induzida por Limite  |
| SNB        | Bifurcação Sela-nó ou do inglês: SNB <i>Saddle-node bifurcation</i>                                       |
| SSG        | Gerador Síncrono Estático   |
| SSSC       | Compensador Síncrono Estático em Série  |
| STATCOM    | <i>Static compensator</i>   |
| SVC        | <i>Static VAR compensator</i>   |
| svds       | Decomposição em Valores Singulares de Matrizes Esparsas   |
| SVR        | <i>Secondary Voltage Regulation</i>   |
| T&D        | Transmissão e Distribuição  |
| TSR        | Velocidade Específica (do inglês: TSR <i>Tip Speed Ratio</i> )  |
| TVR        | <i>Tertiary Voltage Regulation</i>  |
| UHE        | Grandes Usinas Hidrelétricas  |
| UHRS       | Usinas Hidrelétricas Reversíveis Sazonais   |
| UPFC       | <i>Unified power flow controller</i>  |
| VSA        | Avaliação da estabilidade estática de tensão (do inglês: VSA <i>Static Voltage Stability Assessment</i> ) |

|        |   |
|--------|---|
| VSCOPF | Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Tensões |
| WTG    | <i>Wind Turbine Generator</i>                     |

## SUMÁRIO

|            |  |           |
|------------|--|-----------|
| <b>1</b>   | <b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>  | <b>20</b> |
| <b>1.1</b> | <b>A operação do SEP . . . . .</b>   | <b>24</b> |
| <b>1.2</b> | <b>Objetivos geral e específicos . . . . .</b>   | <b>30</b> |
| 1.2.1      | Objetivo geral . . . . .   | 30        |
| 1.2.2      | Objetivos específicos . . . . .  | 30        |
| <b>1.3</b> | <b>Contribuições da tese . . . . .</b>   | <b>31</b> |
| <b>1.4</b> | <b>Estrutura da tese . . . . .</b>   | <b>32</b> |
| <br>       |  |           |
| <b>2</b>   | <b>GERAÇÃO EÓLICA . . . . .</b>  | <b>34</b> |
| <b>2.1</b> | <b>Evolução das tecnologias dos aerogeradores . . . . .</b>  | <b>34</b> |
| <b>2.2</b> | <b>Modelagem da geração eólica . . . . .</b>   | <b>36</b> |
| 2.2.1      | O modo <i>Maximum Power Point Tracking</i> - MPPT . . . . .  | 42        |
| <b>2.3</b> | <b>Capabilidade dos aerogeradores . . . . .</b>  | <b>44</b> |
| 2.3.1      | Características da capacidade de geração de potência reativa do DFIG . . .                                       | 45        |
| <b>2.4</b> | <b>Modelagem dos parques eólicos DFIG para a análise estática e dinâmica de seu acoplamento ao SEP . . . . .</b> | <b>48</b> |
| <b>2.5</b> | <b>Modos de operação dos aerogeradores DFIG . . . . .</b>  | <b>49</b> |
| <b>2.6</b> | <b>Regulamentações para o acoplamento dos parques eólicos . . . . .</b>  | <b>50</b> |
| <br>       |  |           |
| <b>3</b>   | <b>A ESTABILIDADE DE TENSÃO E O CONTROLE DE TENSÃO DE PARQUES EÓLICOS . . . . .</b>                              | <b>54</b> |
| <b>3.1</b> | <b>Conceitos sobre estabilidade do SEP . . . . .</b>   | <b>55</b> |
| <b>3.2</b> | <b>Modelagem do SEP para avaliação da estabilidade estática de tensão . . . . .</b>                              | <b>58</b> |
| <b>3.3</b> | <b>Métodos de análise e índices de avaliação de estabilidade estática de tensão . . . . .</b>                    | <b>60</b> |
| 3.3.1      | Análise de bifurcações . . . . .   | 60        |
| 3.3.2      | Índices de avaliação de estabilidade estática de tensão . . . . .  | 64        |
| <b>3.4</b> | <b>Margens de operação do SEP . . . . .</b>  | <b>67</b> |
| <b>3.5</b> | <b>O PMC e a segurança de tensão na operação do SEP . . . . .</b>  | <b>69</b> |
| <b>3.6</b> | <b>Métodos de cálculo do PMC . . . . .</b>   | <b>70</b> |
| 3.6.1      | Fluxo de carga continuado (FCC) . . . . .  | 71        |
| 3.6.2      | Método da otimização . . . . .   | 72        |
| <b>3.7</b> | <b>Análise de sensibilidades . . . . .</b>   | <b>73</b> |
| <b>3.8</b> | <b>O Controle de tensão no SEP e POI dos parques eólicos . . . . .</b>   | <b>75</b> |
| 3.8.1      | Equipamentos para o controle de tensão . . . . .   | 76        |
| 3.8.2      | Estrutura hierárquica para o controle de tensão . . . . .  | 77        |



|       |  |            |
|-------|--|------------|
| 3.8.3 | Controle de tensão hierárquico de parques eólicos . . . . .  | 79         |
| 4     | <b>PROPOSTA DO ÍNDICE DE SENSIBILIDADE DA MC AO FATOR DE POTÊNCIA DOS PARQUES EÓLICOS . . . . .</b>              | <b>81</b>  |
| 4.1   | Fator de potência modificado aproximado . . . . .  | 82         |
| 4.2   | Formulação da sensibilidade da MC ao fator de potência do parque eólico . . . . .                                | 83         |
| 4.3   | Resultados das simulações em sistema teste de 56 barras . . . . .  | 89         |
| 4.3.1 | Descrição do sistema de teste de 56 barras . . . . .   | 89         |
| 4.3.2 | Resultados e ações de controle preventivo de tensão . . . . .  | 91         |
| 5     | <b>MAXIMIZAÇÃO DA DISTÂNCIA AO COLAPSO DE TENSÃO E ESTRATÉGIA DE CONTROLE PREVENTIVO DE TENSÃO . . . . .</b>     | <b>95</b>  |
| 5.1   | Margem de carregamento (MC) e maximização da distância ao colapso de tensão (Max. $\lambda$ ) . . . . .          | 95         |
| 5.2   | Formulação tradicional do problema de FPO para maximização da distância ao colapso de tensão . . . . .           | 97         |
| 5.3   | Maximização da distância ao colapso de tensão com uso dos índices de sensibilidade dos parques eólicos . . . . . | 98         |
| 5.4   | Validação da abordagem da maximização da distância ao colapso de tensão . . . . .                                | 100        |
| 5.5   | Estratégia de controle preventivo de tensão . . . . .  | 104        |
| 5.6   | Resultados para diferentes cenários . . . . .  | 105        |
| 5.6.1 | Estimativas de cargas Pesada, Média e Leve para março de 2018 . . . . .  | 106        |
| 5.6.2 | Resultados dos testes com faixa de operação permitida do fator de potência dos parques eólicos . . . . .         | 107        |
| 5.6.3 | Resultados dos testes com faixa de operação estendida do fator de potência dos parques eólicos . . . . .         | 110        |
| 6     | <b>CONCLUSÕES, PRÓXIMAS ATIVIDADES E PUBLICAÇÕES . . . . .</b>   | <b>114</b> |
| 6.1   | Próximas atividades . . . . .  | 115        |
| 6.2   | Publicações obtidas durante o doutorado . . . . .  | 116        |
|       | <b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>   | <b>117</b> |
|       | <b>APÊNDICES . . . . .</b>   | <b>127</b> |
|       | <b>APÊNDICE A – A SENSIBILIDADE DA MC À VARIAÇÃO DO FP DO PARQUE EÓLICO . . . . .</b>                            | <b>128</b> |

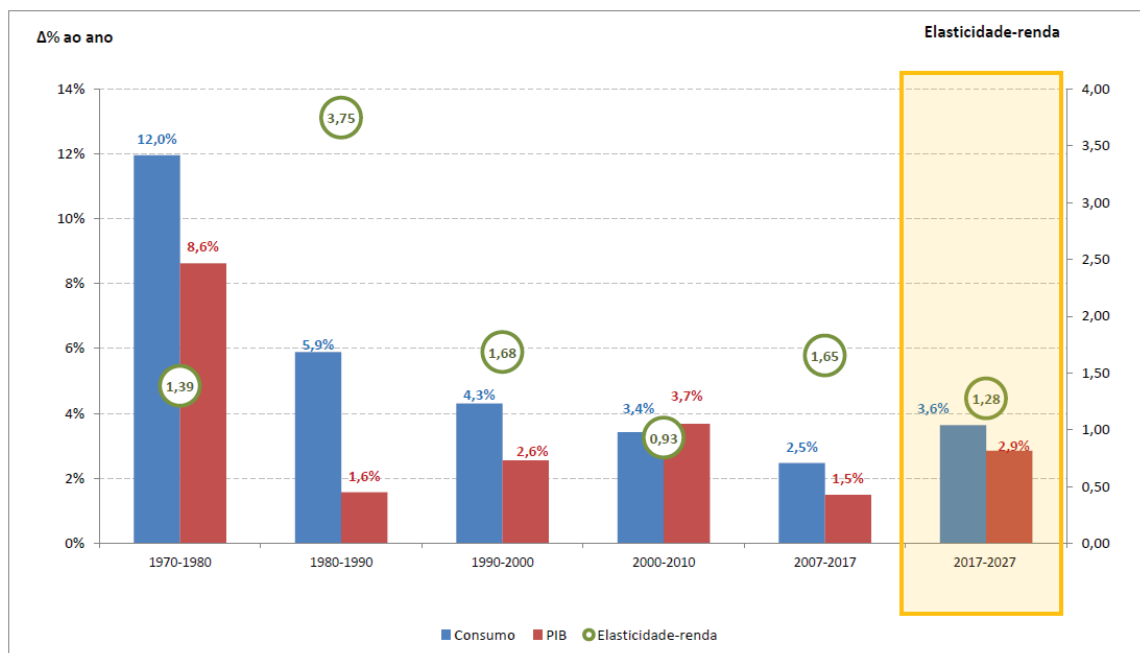
---

|            |   |            |
|------------|---|------------|
|            | <b>APÊNDICE B – DIAGRAMA UNIFILAR, ESTRUTURA DE DADOS E</b>               |            |
|            | <b>DADOS DO SISTEMA TESTE DE 56 BARRAS . . . .</b>                        | <b>137</b> |
| <b>B.1</b> | <b>Diagrama unifilar do sistema teste de 56 Barras . . . . .</b>          | <b>138</b> |
| <b>B.2</b> | <b>Estrutura de dados e dados do sistema teste de 56 barras . . . . .</b> | <b>139</b> |
|            | <b>APÊNDICE C – TABULAÇÃO DOS RESULTADOS . . . . .</b>                    | <b>151</b> |
| <b>C.1</b> | <b>Sensibilidades da MC ao FP dos parques eólicos . . . . .</b>           | <b>151</b> |
|            | <b>APÊNDICE D – DADOS TÉCNICOS DO MICROCOMPUTADOR USADO</b>               |            |
|            | <b>NAS SIMULAÇÕES . . . . .</b>   | <b>154</b> |

## 1 INTRODUÇÃO

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (PDE-2027) (EPE, 2019), elaborado pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE<sup>1</sup>), a eletrificação crescente é uma tendência para o período decenal 2017-2027, esperando-se que o consumo cresça cerca de 0,7% a mais que a economia brasileira, fato refletido no indicador de elasticidade renda-demanda de 1,28<sup>2</sup> conforme mostrado na FIGURA 1.

FIGURA 1 – Elasticidade renda-demanda: Histórico x Projeção Decenal



FONTE: (EPE, 2019)

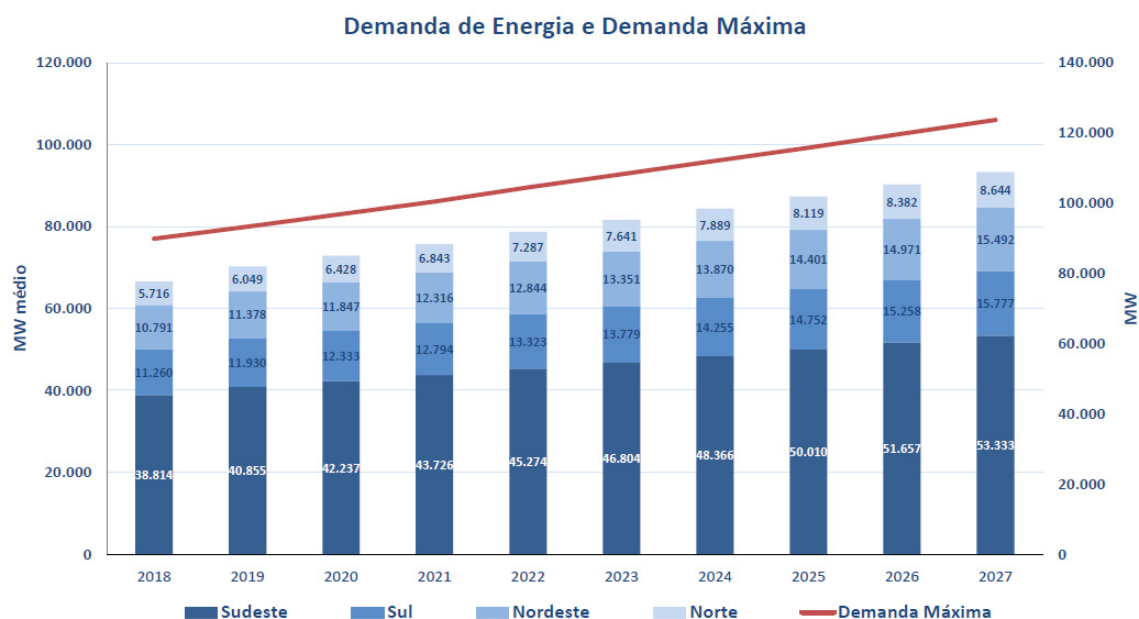
A projeção de crescimento médio anual da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN<sup>3</sup>) é de aproximadamente 2963 MW médios, representando uma taxa média de 3,7% ao ano, no horizonte decenal, e a demanda máxima com a mesma taxa de crescimento da carga de

<sup>1</sup> Em termos institucionais, o estado Brasileiro definiu a criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE); também criou uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); e uma instituição para dar continuidade às atividades do Mercado Atacadista de Energia (MAE), relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (ONS, 2017a).

<sup>2</sup> Este indicador é afetado de forma semelhante tanto pelo consumo na rede quanto pela autoprodução clássica esperados para o período decenal, que crescem às respectivas taxas anuais de 3,7% e 3,2%, o que proporciona um aumento de 3,6% ao ano do consumo total (EPE, 2019).

<sup>3</sup> SIN: O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte (ONS, 2017a).

FIGURA 2 – Projeção Decenal de Carga



FONTE: (EPE, 2019)

energia, mantendo assim o fator de carga ao longo do horizonte, conforme dados do PDE-2027 detalhados na FIGURA 2. Para atender este crescimento, considerando os preceitos de economia e de segurança energética, e respeitando a legislação ambiental, o Brasil dispõe de grande potencial energético como os potenciais hidráulico, eólico, de biomassa e solar que formam parte do elenco das fontes renováveis de energia.

Outra informação do plano é que em maio de 2018 o SIN contava com uma capacidade instalada próxima a 158 GW, com participação de diversas fontes de geração, destacando a contribuição proveniente da geração eólica com 8%. O PDE-2027 também destaca que os leilões realizados até abril de 2018 resultaram na contratação de capacidade instalada que entrará em operação comercial no horizonte decenal, que agregará nova oferta de 22 GW ao sistema. Sendo que desse total, aproximadamente 70% será de fontes renováveis.

Estes indicadores, o incremento da autoprodução e a participação das fontes renováveis na expansão de geração, mostram a importância da geração solar fotovoltaica e eólica na evolução da composição da matriz de geração elétrica e, consequentemente, os parques eólicos e fotovoltaicos deverão acoplar-se ao SIN num ritmo crescente neste período decenal. Ainda que o aproveitamento do potencial de grandes usinas hidrelétricas (UHE) represente um vetor importante de ampliação de oferta de energia elétrica no SIN, os dois maiores entraves para os potenciais candidatos são sua localização geográfica ser principalmente no norte do país, que implica na necessidade de elevados investimentos para a transmissão de energia para os grandes centros de consumo, e os rigorosos requisitos para o licenciamento ambiental. Entretanto, o potencial proporcionado pelo desenvolvimento de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), com

um vasto elenco de empreendimentos ainda não aproveitados e com benefícios para a matriz elétrica brasileira, poderá permitir a flexibilidade operativa e de armazenamento no horizonte operativo de curto prazo em sinergia com a geração a partir das demais fontes renováveis em expansão.

A incorporação de projetos padrão típicos de PCH, a serem disponibilizados na matriz energética a partir de 2022 será com expansão em lotes contínuos de 100 MW, sendo que a cada ano devem estar disponíveis 3 lotes novos. Portanto, a oferta total de desenvolvimento de PCHs é de 1500 MW no período de 2022 a 2026, ou seja, de 300 MW por ano. Entre as demais fontes renováveis, a opção eólica já apresenta um custo que a torna competitiva frente às demais expansões candidatas (EPE, 2019). Com respeito à tecnologia solar fotovoltaica, que atualmente já tem a marca de 2,4 GW de potência instalada do Brasil, a expectativa é que durante o horizonte decenal os custos de implantação se reduzam entre 30% e 40%, em relação aos patamares atuais, equiparando-se com os custos em outros países (ABESOLAR, 2019).

A bioeletricidade, aquela proveniente do bagaço de cana, também se mostra bastante competitiva, ainda que sua disponibilidade no setor elétrico concorra com o direcionamento desse energético para a produção de açúcar e álcool diretamente nas usinas sucroalcooleiras. Também, empreendedores por usinas com potência instalada reduzida (menores que 100 MW) possibilitam sua instalação próximos aos centros de consumo. Outra fonte ainda que não se inclua a rigor como renovável, o gás natural, é a alternativa mais viável econômica e ambientalmente para a expansão de geração termelétrica.

Portanto, o desenvolvimento dos empreendimentos a partir das fontes renováveis, previstos no período decenal, representam uma consolidação do acoplamento dos parques eólicos e fotovoltaicos ao SIN, distribuídos em todo o território brasileiro e com maior intensidade no nordeste do Brasil. Este acoplamento se realiza em locais denominados Ponto de Interconexão (POI) entre o sistema elétrico e o barramento de fornecimento a partir dos parques eólicos, fotovoltaicos e com geração a partir de outras fontes renováveis ou não.

Os POIs podem representar reservatórios de potência reativa quando a geração é a partir dos parques eólicos ou fotovoltaicos, principalmente no nível de subtransmissão, podendo ter consequências potencialmente adversas na estabilidade do sistema de elétrico, como destacado em (BAGHSORKHI, 2015). Em contraponto, (TAMIMI; CAÑIZARES; BHATTACHARYA, 2011) destaca que o comportamento da geração fotovoltaica na rede elétrica é determinada pela forma como as potências ativa e reativa de saída são controladas pelos inversores, permitindo o controle da magnitude da tensão no POI. Outros estudos apontam que se a unidade geradora acoplada é de usinas com geradores síncronos, que podem ser de pequenas centrais hidrelétricas ou termelétricas, as variáveis de controle desses geradores (GREENE; DOBSON; ALVARADO, 1997), como o fator de potência (FP) (HATZIARGYRIOU et al., 2017), poderia ser usado como recursos que contribuem para a estabilidade do sistema elétrico, ou pelo menos nas vizinhanças do POI.

Atualmente, devido à crescente importância dos parques eólicos na matriz de geração de energia elétrica em muitos países, e especialmente no Brasil, é fundamental aprofundar os estudos sobre o seu comportamento durante possíveis distúrbios na rede e, como um dos objetivos de pesquisa desta tese de doutorado, como o acoplamento de parques eólicos ao sistema elétrico pode contribuir para mitigar problemas de estabilidade de tensão. Diversos estudos têm proposto o uso da capacidade de geração de potência reativa de parques eólicos para melhorar a estabilidade transitória do sistema de potência, para a melhoria da capacidade de lidar com as falhas (FRT - *Fault-ride Through*), para reduzir as perdas do sistema e para atenuar as flutuações de tensão (ABDELRAHEM; KENNEL, 2016), (MEEGAHAPOLA; LITTLER; PERERA, 2013), (KONOPINSKI; VIJAYAN; AJJARAPU, 2009) e (MEEGAHAPOLA; LITTLER; FLYNN, 2010).

Neste contexto, a principal contribuição desta pesquisa, comparada com os estudos citados, é uma proposta de controle preventivo de tensão utilizando os recursos de geração de potência dos parques eólicos. Este controle preventivo de tensão é baseado nos parques eólicos que impactam mais significativamente a Margem de Carregamento (MC) do sistema (conceito definido mais adiante) através do controle de seu fator de potência, prevista como um dos modos de controle na operação dos parques eólicos.

Visando discutir a potencialidade dos parques eólicos para a melhoria da estabilidade de tensão do SEP, esta pesquisa analisa a evolução das tecnologias dos aerogeradores sob a perspectiva de suas curvas de capacidade que relacionam as potências ativa e reativa possíveis de serem gerados em uma faixa permitida de fatores de potência. Isso é feito especialmente para o Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG – *Doubly-Fed Induction Generator*), uma vez que é atualmente o aerogerador de velocidade variável mais usado nos parques eólicos, como é o caso do Brasil. Essas curvas de capacidade dos aerogeradores estão relacionadas ao rastreamento de ponto de potência máxima (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*) (KONOPINSKI; VIJAYAN; AJJARAPU, 2009) e (LUND; SØRENSEN; EEK, 2007) e essa relação com um aerogerador pode ser estendida a um parque eólico.

Em relação ao controle preventivo de tensão, que lida com ações que devem ser tomadas para aumentar a MC do sistema (CUTSEM, 2000), o mesmo é baseado no conceito de estabilidade estática de tensão (COLOMBARI; KUIAVA; RAMOS, 2019). Este conceito é baseado na teoria de bifurcações (SEYDEL, 2009), que explica os fenômenos que levam o sistema à instabilidade de tensão (ou colapso de tensão) à medida que a carga cresce (GAO; MORISON; KUNDUR, 1992). Neste contexto, como uma contramedida para evitar tal fenômeno, a proposta principal desta tese é uma estratégia de controle preventivo de tensão baseada em ações preventivas eficazes, a serem incluídas como atividades da programação da operação, que se fundamenta no ranqueamento dos índices de sensibilidades da MC do sistema ao fator de potência dos parques eólicos.

Assim, o ranqueamento dos índices de sensibilidade serve para selecionar os parques

eólicos que melhor contribuem na estabilidade estática da tensão pelo incremento na MC. Em relação às ações preventivas eficazes, denominadas de forma concisa como ações eficazes, são obtidas pela integração do ranqueamento dos índices de sensibilidade com uma abordagem de maximização da distância ao colapso de tensão, que usa as técnicas de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) como meio de resolução, também proposta como um dos objetivos desta tese.

Ainda que o foco da pesquisa desta tese seja o estudo da estabilidade estática de tensão, é importante destacar a contribuição do acoplamento, tanto dos parques eólicos como os sistemas fotovoltaicos, em larga escala no estudo para melhoria da estabilidade dinâmica do sistema elétrico (TAN; KIRSCHEN, 2007). A inclusão em escala dos parques eólicos e fotovoltaicos no SEP requer uma revisão dos procedimentos na operação do sistema, com implicações tanto na segurança como na estabilidade do mesmo. Portanto, a seguir são descritos estes procedimentos como bases dos objetivos desta tese detalhados no final deste capítulo.

## 1.1 A OPERAÇÃO DO SEP

A operação do sistema elétrico visa, em tempo real, a confiabilidade com o uso de recursos com maior economia possível sem comprometer sua segurança. A segurança se conceitua em manter o sistema num estado com todas suas variáveis dentro das fronteiras factíveis de funcionamento e com recursos para atender as variações de demanda e contingências imprevistas (BALU et al., 1992). Duas das variáveis que devem estar dentro de suas faixas permitidas de funcionamento são a frequência e tensão. Os problemas de frequência e tensão de um sistema se consideram acoplados ou desacoplados quando se estudam os fenômenos transitórios relativamente rápidos e fenômenos transitórios relativamente lentos, sendo estes últimos considerados como perturbações que ocorrem de maneira lenta e gradual, em um horizonte de tempo a longo prazo, como é o caso do problema de estabilidade de tensão a longo prazo.

Um dos problemas enfrentados pelos operadores dos sistemas é determinar o estado que devem ter as variáveis (variáveis de estado) que controlam o perfil de tensão da rede para satisfazer simultaneamente os requisitos de perdas mínimas e segurança. Esta atividade ocorre em dois horizontes temporais. Por um lado, são elaborados programas de operação com um dia de antecedência, denominados Programação Diária da Operação (PDO<sup>4</sup>) com base na previsão de demanda e geração. Por outro lado, como as previsões não são precisas o suficiente devido à complexidade do sistema e a variedade de eventos imprevistos como a indisponibilidade de unidades de geração, contingências, variação imprevista de carga, etc., de tal forma que não seja necessário estabelecer qualquer tipo de controle posterior, o sistema requer uma revisão em tempo real dos programas previstos. Adquire especial relevância esta operação em tempo

<sup>4</sup> PDO - Documento onde são consolidadas as condições elétricas, energéticas e hidráulicas da programação diária da operação e detalhados os procedimentos operacionais e as ações a serem desenvolvidas na operação em tempo real, que no caso brasileiro faz parte do Submódulo 10.4: (ONS, 2017a).



real devido ao cenário onde o sistema elétrico está cada vez mais governado por regras de mercado, o que pode acarretar numa operação em condições muito próximas dos limites físicos dos equipamentos e dos limites das margens de operação.

No caso do Brasil, a gestão do SEP é realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que coordena, controla e supervisiona toda a geração e transmissão de energia elétrica do SIN que esteja sob seu domínio, e estabelece as diretrizes operacionais, nos dois horizontes temporais descritos, para os demais integrantes do SIN como distribuidoras, concessionárias, auto-produtores, grandes consumidores, etc. denominados como os agentes de geração, agentes de transmissão e distribuição (T & D), e demais agentes mostrados na estrutura hierárquica funcional da FIGURA 3, para que estes também controlem, supervisionem e executem a operação de suas instalações.

FIGURA 3 – Relações entre o Operador Nacional do Sistema (ONS) e Agentes



FONTE: (ONS, 2017a)

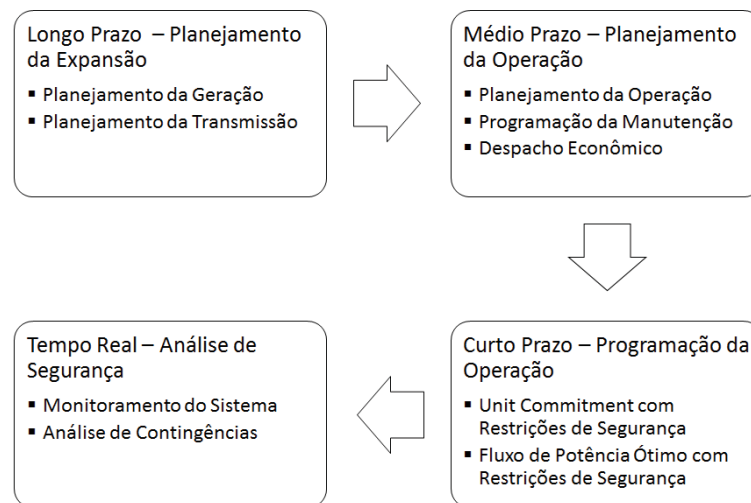
Em tempo real o ONS executa, por meio de telecomandos emitidos pelos recursos de Controle Automático de Geração (CAG) instalados nos centros de operação do ONS, as ações para alterar, entre outras grandezas elétricas, a potência gerada pelas unidades das usinas que atuam de forma automática sem a interferência direta dos operadores do ONS (ONS, 2017a). Quando o CAG do ONS não tem influência direta e automática na operação da geração dos demais integrantes do SIN, são enviadas instruções operativas para que os agentes atuem sobre os equipamentos, unidades geradoras ou linhas de transmissão da sua propriedade.

Como uma das variáveis de estado do SIN é a tensão, as variáveis de controle à disposição do ONS e dos demais agentes do SIN para controlar a tensão são a excitação das unidades geradoras, o tap dos transformadores e autotransformadores, os compensadores estáticos ou rotativos de reativos, a modificação da topologia do sistema com a conexão e desconexão das linhas, etc. A tensão nas distintas barras do sistema é analisada tanto na perspectiva da segurança da operação como na perspectiva da estabilidade do sistema elétrico.



Para analisar a segurança da operação do SEP, se aborda desde os distintos horizontes temporais da operação. Uma visão do conceito de segurança e seus horizontes temporais de abordagens, sob a perspectiva da operação do sistema, é apresentada em (SHAHIDEHPOUR; TINNEY; FU, 2005). Sob esta perspectiva, é feita uma análise hierárquica de segurança dos SEPs e classificada em quatro horizontes temporais conforme mostrado na FIGURA 4, que inclui a análise em tempo real, conforme feito pelo ONS no SIN, e outra análise da segurança com as restrições operativas impostas às variáveis de estado como a tensão, que é classificada como de curto prazo, com duração definida de minutos até um dia. Tanto a análise de sensibilidades como o uso das técnicas de FPO para a maximização da distância ao colapso de tensão fazem parte das atividades de curto prazo ou da programação da operação, conforme o terceiro bloco da abordagem hierárquica da FIGURA 4.

FIGURA 4 – Análise hierárquica da segurança dos sistemas de potência



FONTE: (SHAHIDEHPOUR; TINNEY; FU, 2005)

Por outro lado, se pode também destacar que a análise de segurança de longo prazo, nesta abordagem hierárquica, corresponde ao planejamento da expansão da geração e transmissão, e seu horizonte temporal é maior que um ano. Em contrapartida, para analisar a segurança do sistema sob a perspectiva do estudo da estabilidade do SEP, (KUNDUR et al., 2004) apresenta o relacionamento dos conceitos de confiabilidade, segurança e estabilidade. Refere-se à confiabilidade como a probabilidade de uma operação satisfatória a longo prazo, com base quase contínua, e poucas interrupções durante um período de tempo prolongado. Em relação à segurança, refere-se ao grau de risco que o sistema tem para superar perturbações iminentes, ou contingências, sem interrupções no fornecimento, ou seja, o grau de robustez do sistema levando em conta a probabilidade dos distúrbios acontecerem.

Em relação à estabilidade, aprofundado no capítulo 3 desta tese, refere-se à capacidade do sistema, para uma dada condição inicial de operação, recuperar um estado de equilíbrio operacional após ter sido submetido a uma perturbação. Outras definições introduzidas por

(KUNDUR et al., 2004) são: a estabilidade transitória, como sendo a estabilidade angular a grandes perturbações; a estabilidade dinâmica, como sendo a estabilidade angular a pequenas perturbações; e a estabilidade de tensão, que pode ser desmembrada em cada uma das subclassificações.

Esta pesquisa de tese foca no estudo da estabilidade estática de tensão, que na perspectiva da análise de estabilidade do sistema corresponde às subclassificações de pequenas perturbações e de longo prazo, e na perspectiva da análise de segurança da operação corresponde ao curto prazo. Para contextualizar o estudo da estabilidade de tensão com os objetivos desta pesquisa é conveniente apresentar os estados de operação do SEP, em razão de que para determinados estados que comprometem a estabilidade do SEP haverá a necessidade de ações, sejam corretivas ou preventivas, que visam retornar o SEP a um estado desejado.

Com respeito aos distintos estados de operação do sistema, é conveniente defini-los adequadamente em razão de que o operador do sistema direcionará suas ações de coordenação, controle e supervisão do sistema tomando como referência esses estados. No início da década de 1970, os estados de operação foram definidos e classificados em (LIACCO, 1974). Posteriormente, as definições foram aprimoradas por (SCHULZ; PRICE, 1984) e (BILLINTON; ABORESHAID, 1995). A seguir são apresentadas estas definições de estados do SEP e as ações previstas para serem tomadas pelo operador do sistema.

- Estado *Normal*. Segundo as definições das referências anteriores, o estado é definido com *normal* quando todas as variáveis de estado, ou seja de funcionamento, do sistema estão dentro das fronteiras das margens factíveis de operação e toda a demanda de carga é atendida. O estado *normal* ainda pode se dar em duas situações diferentes: o estado *seguro* e o estado de *alerta*.
- Estado *Seguro*. É o estado no qual além de ser atendida a condição de *normal*, é assegurada que nenhuma das contingências contempladas como as mais prováveis de ocorrerem implicará na saída das variáveis de estado das margens previstas.
- Estado *Alerta*. Ao contrario do estado *seguro*, ou seja, se uma das contingências previstas pode provocar a saída das variáveis de estado de suas margens permitidas.
- Estado de *Emergência*. É o estado do sistema onde, ainda sendo capaz de atender toda a demanda, uma ou mais das variáveis de estado fundamentais como tensões nas barras, frequência, fluxo de potência nas linhas ou transformadores, etc. está fora das margens permitidas de funcionamento. Este estado deve ser evitado, ou superado o mais rápido possível, tanto por motivos de segurança de fornecimento que pode implicar no não atendimento de toda a demanda, como também por motivos técnicos em vista que o funcionamento fora dos limites operacionais pode danificar equipamentos.

- Estado de *Reposição*. Se o sistema fica sem atender parte ou totalidade da demanda, que é o estado mais crítico para o sistema elétrico, é denominado de estado de *reposição*. Quando o sistema está neste estado, as ações do operador do sistema visam repôr o atendimento da demanda o mais breve possível, levando o sistema ao estado *seguro* ou, ao menos, ao estado de *emergência*.

No estado *seguro*, o operador do sistema tem um compromisso entre o estabelecimento da operação ótima econômica do sistema, que se traduz em perdas mínimas e funcionamento ótimo dos equipamentos do sistema, e proporcionar uma margem de segurança para o sistema não sofrer consequências graves em caso de contingências ou situações inesperadas como aumento imprevisto de demanda.

Em relação às ações, que o operador pode executar em função aos estados do sistema, são classificados conforme segue:

- Ações *Preventivas*. As atuações do operador do sistema que visam o estabelecimento de uma margem de segurança para o sistema são denominadas de ações *preventivas*.
- Ações *Corretivas*. Num caso de operação no estado de *emergência*, o objetivo do operador do sistema é o retorno ao estado *seguro*, ficando em segundo plano a operação econômica do sistema. As atuações para este caso são denominadas de ações *corretivas*.
- Ações de *Reposição*. São as ações tomadas pelo operador do sistema que visam repôr o sistema ao estado *seguro* ou, ao menos, ao estado de *emergência*.

Ainda que o sistema esteja num estado *seguro*, não há plenas garantias da inexistência de riscos de falta de atendimento à demanda. O sistema elétrico tem uma dinâmica que implica em transitar por estados que podem, paulatinamente, ir degradando-se até o estado de *reposição*. Este dinamismo do sistema leva à existência de fenômenos que podem, em determinadas situações, levar o sistema a casos de falta de atendimento à demanda, ainda que não se tenha tido indícios nesse sentido. O fenômeno de colapso de tensão é um exemplo concreto, fenômeno que leva o sistema a seu limite de estabilidade ou até a instabilidade. O colapso de tensão é aprofundado no capítulo 3 nesta tese.

Para evitar o colapso de tensão, o sistema elétrico deve ser operado com margens de operação adequadas como a margem de estabilidade de tensão (MET), também denominada de margem de carregamento (MC), que é obtida por meio da gestão apropriada da potência reativa do sistema. Conforme mencionado, existem ações de caráter restaurativo, corretivo ou preventivo que o operador do sistema pode tomar em função ao estado que o sistema se encontra. Com respeito à instabilidade de tensão, existem distintas propostas de metodologias para ações, tanto de caráter corretivo, como preventivo. Entre as de caráter preventivo, se

pode destacar aquela que propõe a melhoria da MC por meio da maximização da reserva de potência reativa no sistema (MOUSAVI; BOZORG; CHERKAoui, 2013).

Outras propostas são as metodologias de estudo para a determinação da MC do SEP como (GOMES; MARTINS; PORTELA, 2003) e (SANTOS, 2009), que surgiram quando o método mais comumente implementado era o Fluxo de Carga Continuado (FCC). Devido ao alto custo computacional desta metodologia envolvendo análise multi-contingências, surgiram outras propostas como o método *Look-Ahead* que leva em consideração a direção de crescimento da carga e geração, utilizando apenas duas soluções de fluxo de carga para obter uma previsão das margens de operação do sistema (CHIANG; WANG; FLUECK, 1997), utilizado para detectar a bifurcação Sela-nó ou *Saddle-node bifurcation* (SNB) do sistema. O refinamento deste método foi proposto por (ZHAO; CHIANG; LI, 2004) para permitir detectar as bifurcações Induzida por Limites ou *Limit-induced bifurcation* (LIB). Estes e outro tipo de bifurcações são detalhados no capítulo 3 desta tese.

Também se pode destacar que (SALIM; ALBERTO; BRETAS, 2010) propõem uma metodologia para a determinação rápida da MC levando em consideração a identificação da bifurcação Hopf. Na mesma linha de pesquisa desta metodologia, (SALIM, 2011) propõe uma evolução de forma a determinar a MC do SEP pela ocorrência tanto da bifurcação Hopf como da SNB. Outra proposta, que visa a avaliação da estabilidade de tensão com caráter preventivo, é apresentada como uma metodologia para a seleção das ações preventivas que se baseia na análise de sensibilidade da estimativa da MC com relação às ações mais eficazes (MANSOUR; ALBERTO; RAMOS, 2012).

Como se poderá verificar nas referências anteriores, as metodologias propõem um meio para determinar a MC e como selecionar ações preventivas a partir dos distintos recursos disponíveis no SEP. Também, há estudos que propõem o uso da capacidade de geração de potência reativa dos parques eólicos para contribuir na estabilidade transitória do SEP (FOSTER; XU; FOX, 2010) e (MEEGAHAPOLA; LITTLER; FLYNN, 2010), para reduzir as perdas do sistema (KONOPINSKI; VIJAYAN; AJJARAPU, 2009) e para atenuar as flutuações de tensão (MEEGAHAPOLA et al., 2013).

No caso do trabalho desta tese, a diferença em relação as metodologias propostas em tais referências e estudos é propor o desenvolvimento de uma estratégia de controle preventivo de tensão baseada em ações operativas *preventivas* com o uso de uma variável de controle dos parques eólicos, como o fator de potência (FP), que vise manter o sistema elétrico dentro do estado *normal*, mesmo na situação de variações imprevistas na demanda que poderiam provocar o surgimento do fenômeno de colapso de tensão.

Para que os resultados da adoção da estratégia de controle preventivo de tensão proposta sejam eficazes, é estruturada uma sequência de objetivos específicos interdependentes que são detalhados na seção seguinte.

## 1.2 OBJETIVOS GERAL E ESPECÍFICOS

### 1.2.1 Objetivo geral

O objetivo geral desta pesquisa é o desenvolvimento de uma estratégia de controle preventivo de estabilidade de tensão no SEP, levando-se em consideração a possibilidade de ajuste do fator de potência dos parques eólicos.

### 1.2.2 Objetivos específicos

1. Desenvolver a formulação matemática para o fator de potência modificado aproximado, que visa superar o problema da descontinuidade da formulação convencional de fator de potência quando a potência reativa é nula. Esta formulação de fator de potência deve ser utilizada, tanto no equacionamento da formulação de sensibilidade da variação da MC ao fator de potência de um parque eólico, como na estruturação do equacionamento para resolução do FPO visando a maximização da distância ao colapso de tensão.
2. Desenvolver a formulação matemática para estimar a sensibilidade da variação da MC em relação ao fator de potência de um parque eólico conectado à  $i$ -ésima barra do SEP, visando que, a partir de simulações da sua implementação computacional, seus resultados possam auxiliar na determinação de ações de controle preventivo de tensão do SEP.
3. Aplicar a formulação matemática para estimar as sensibilidades, via implementação computacional, a um sistema teste elaborado por esta pesquisa, que corresponde a uma parte do subsistema NE do SIN, que é atendida predominantemente pela geração eólica. Os resultados desta aplicação visam elaborar um ranqueamento dos índices de sensibilidades dos parques eólicos que contribuem mais significativamente no incremento da MC do sistema testado.
4. Propôr uma estratégia de controle preventivo de tensão com horizonte temporal de curto prazo, como uma atividade de programação da operação do sistema, baseada em ações eficazes que se fundamente no ranqueamento dos índices de sensibilidades dos parques eólicos, integrada à maximização da distância ao colapso de tensão e ao ajuste otimizado do fator de potência de parques eólicos ranqueados. Esta maximização da distância ao colapso de tensão utiliza as técnicas de FPO como meio de resolução, entre cujas restrições se incluem a formulação do fator de potência proposto e os parques eólicos ranqueados que melhor contribuem para o incremento da MC.
5. Aplicar a estratégia de controle preventivo de tensão a vários cenários dos patamares de cargas Pesada, Média e Leve do subsistema NE do SIN, que são utilizados como dados operativos do sistema teste. Estes cenários visam testar mais amplamente a sensibilidade da MC em relação ao fator de potência dos parques eólicos, e a estratégia de controle

preventivo de estabilidade de tensão, baseado em ações mais eficazes, propostos por esta tese.

### 1.3 CONTRIBUIÇÕES DA TESE

As principais contribuições desta pesquisa podem ser resumidas como segue:

1. A definição de fator de potência modificado aproximado, que é uma inovação proposta por este trabalho, adota uma função contínua, diferenciável e monotonicamente decrescente em função à potência reativa  $Q$ , portanto, supera o problema da descontinuidade na definição convencional de fator de potência quando a potência reativa é nula.
2. A formulação matemática para a sensibilidade, outra inovação proposta por este trabalho, que é baseada em uma estimativa linear da variação da margem de carregamento do sistema em relação ao fator de potência de um parque eólico de interesse. Esta formulação matemática para a sensibilidade utiliza a definição de fator de potência modificado aproximado.
3. Uma abordagem para a maximização da distância ao colapso de tensão, que utiliza as técnicas de FPO como meio de resolução, entre as quais se incluem como restrições a formulação do fator de potência proposto e os parques eólicos a redespachar potência, que são selecionados pelo ranqueamento de seus índices de sensibilidade.
4. A elaboração de um sistema teste de 56 barras com dados reais de parte do subsistema nordeste (NE) do SIN, que compreende 22 parques eólicos com 234 aerogeradores. Este sistema teste, que inclui dados operativos dos patamares de cargas Pesada, Média e Leve, utilizado como cenário real para as simulações, se deve a que o subsistema NE tem uma capacidade de geração eólica superior a 12 GW, a mais alta entre todos subsistemas do SIN.
5. A proposta de uma estratégia controle preventivo de tensão baseada em ações eficazes, fundamentada no ranqueamento dos índices de sensibilidades, na maximização da distância ao colapso de tensão, e no fator de potência otimizado dos parques eólicos ranqueados. Foram realizadas uma série de simulações com vários cenários dos patamares de cargas Pesada, Média e Leve do subsistema NE, para testar a aplicação desta estratégia de controle preventivo de tensão.

A adoção de parte do SIN como cenário real para as simulações se deve a que o mesmo é considerado como um dos sistemas elétricos mais extensos e complexos, sendo composto por um grande número de dispositivos: usinas geradoras, linhas de transmissão, de sub-transmissão e de distribuição, transformadores, equipamentos de serviços ancilares, etc. que respondem de forma diferente a distúrbios que ocorrem no sistema. Portanto, o acoplamento dos parques



eólicos em distintos POIs do SIN deve ser estudado, tanto na perspectiva da introdução de perturbações que comprometam a segurança do sistema, como também na perspectiva de contribuição na melhoria da estabilidade do SEP, sendo esta última a motivação para esta pesquisa.

#### 1.4 ESTRUTURA DA TESE

Esta tese está dividida em seis capítulos. No capítulo 1 se descreve a situação atual e as projeções para os próximos 10 anos do consumo e geração de energia elétrica, destacando a contribuição das fontes renováveis na matriz de geração dos países desenvolvidos e do Brasil. A descrição apresentada se fundamenta, principalmente, nos estudos realizados pela EPE, incluindo um resumo das funções do ONS na operação do SIN. Também são descritos os fundamentos da operação, segurança e estabilidade do sistema elétrico, sob a perspectiva dos objetivos desta tese que também são apresentados neste capítulo.

No capítulo 2 se descreve a crescente importância dos parques eólicos na matriz de geração de energia elétrica, e se aborda a modelagem do aproveitamento da energia eólica. Também se descreve, sucintamente, suas tecnologias atuais, e como os recursos da geração eólica podem contribuir para melhorar a estabilidade do SEP. Este capítulo também aborda os aspectos regulatórios para o acoplamento dos parques eólicos ao SEP.

No capítulo 3 se aborda o fenômeno da estabilidade de tensão, detalhando os processos físicos que influenciam o fenômeno do colapso de tensão, e se detalha a modelagem matemática dos índices utilizados para o estudo do fenômeno. Também são detalhados os conceitos das margens de operação do sistema elétrico e seus métodos de cálculo. Este capítulo também inclui os fundamentos da modelagem matemática para a análise de sensibilidades.

No capítulo 3 também se descreve o controle de tensão, indicando seus objetivos, estrutura hierárquica de funcionamento e os equipamentos utilizados de acordo com suas finalidades específicas que visam a segurança de tensão no SEP. Se apresentam os métodos de controle de tensão previstos pelo ONS no Brasil. Também se descrevem os principais estudos relacionados ao controle de tensão dos parques eólicos, e como este controle pode ser hierarquizado a partir de aerogeradores individuais e de parques eólicos.

O capítulo 4 detalha o desenvolvimento da formulação do fator de potência modificado aproximado, proposto por esta tese, a ser utilizado na formulação da sensibilidade. Este capítulo também apresenta uma formulação matemática da sensibilidade da variação da MC à variação do fator de potência de um parque eólico, cuja formulação detalhada é apresentada no Apêndice A.

O capítulo 4 já apresenta os resultados de simulações computacionais para o cálculo das sensibilidades aplicadas ao sistema teste de 56 barras, em razão que tais resultados são utilizados como dados de entrada da estratégia de controle preventivo de tensão discutida no

capítulo 5, que também já apresenta seus resultados de simulações. Portanto, esta tese não inclui um capítulo específico para resultados.

No capítulo 5 se propõe o desenvolvimento de uma estratégia controle preventivo de tensão baseada em ações eficazes que se fundamenta no ranqueamento dos índices de sensibilidade desenvolvido no capítulo anterior, e que utilize uma abordagem proposta por esta tese para a maximização da distância ao colapso de tensão. Neste capítulo também são apresentados os resultados de uma série de testes realizados com distintos cenários dos patamares de cargas Pesada, Média e Leve do subsistema NE do SIN, que são utilizados como dados operativos do sistema teste de 56 barras.

Por último, o capítulo 6 apresenta as conclusões e atividades que poderão ser desenvolvidas como complementos desta pesquisa.



## 2 GERAÇÃO EÓLICA

Neste capítulo se revisam concisamente as tecnologias dos aerogeradores e a modelagem matemática do aproveitamento da energia eólica que fundamentam o uso das técnicas de rastreamento do ponto de máxima geração de potência ou MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) na elaboração das curvas de capacidade dos parques eólicos. Estas curvas de capacidade mostram a faixa permitida do fator de potência na operação dos parques eólicos, que limita a geração de potência reativa.

Este capítulo se divide em seis seções. Na seção 2.1, visando o estudo do comportamento e contribuição dos parques eólicos na estabilidade do SEP, é abordada a evolução das tecnologias dos aerogeradores sob a perspectiva da sua curva de capacidade, e em especial da sua capacidade de geração de potência reativa. Na seção 2.2 é abordada a modelagem do aproveitamento da energia eólica e do aerogerador de velocidade variável para discutir as técnicas do MPPT.

A eventual contribuição dos parques eólicos na estabilidade de tensão depende da provisão de suporte de potência reativa por parte dos seus aerogeradores como prestadores de serviços ancilares (ALSOKHIRY; LO, 2013) (ULLAH; BHATTACHARYA; THIRINGER, 2009), e a regulação desse serviço ancilar depende da capacidade dos aerogeradores operarem com fator de potência variável. Portanto, a continuação, na seção 2.3 são abordadas as curvas de capacidade dos aerogeradores DFIG, como aerogerador de velocidade variável mais usado nos parques eólicos, destacando as características da sua capacidade de geração de potência reativa, a qual está associada a faixa permitida de operação do fator de potência do aerogerador.

Na seção 2.4 são abordados os diferentes modelos de representação de barras dos parques eólicos, modelos que visam a análise estática do seu comportamento no acoplamento ao SEP. Sendo de particular importância o uso da representação de barras PQ com carga negativa, modelo utilizado nas formulações dos objetivos desta pesquisa de tese. Na seção 2.5 são apresentados os modos de operação dos aerogeradores DFIG que podem ser estendidos ao parque eólico, sendo na seção 2.6 abordados os aspectos regulatórios que regem para a operação dos parques eólicos no acoplamento aos POIs do SEP.

### 2.1 EVOLUÇÃO DAS TECNOLOGIAS DOS AEROGERADORES

A tecnologia de conversão de energia eólica evoluiu durante as duas últimas décadas com o desenvolvimento de sistemas conversores à base de eletrônica de potência, levando aos aerogeradores de indução convencional de velocidade fixa (FSWG – *Fixed-Speed Wind Generator*) a serem substituídos pelos aerogeradores de velocidade variável como o aerogerador síncrono de ímã permanente (PMSG – *Permanent Magnet Synchronous Generator*), o aerogerador de

indução duplamente alimentado (DFIG – *Doubly-Fed Induction Generator*) e o aerogerador com conversor completo (FCWG – *Full-Converter Wind Generator*).

Aerogeradores de indução simples (SFIG – *Simple-Fed Induction Generator*) não fornecem suporte de potência reativa, ainda que sejam consumidores desse tipo de potência. Para mitigar a demanda de potência reativa, os parques eólicos com aerogeradores SFIG são equipados com fontes externas de geração de potência reativa, como capacitores em derivação que são relativamente mais baratos quando comparado a recursos dinâmicos dos SVCs (*Static VAR compensators*) (BHATTACHARYA; ZHONG, 2001).

No caso do uso dos aerogeradores de velocidade fixa, com gerador de indução diretamente ligado à rede, não é possível controlar a tensão terminal em situações de contingências que ocasionem afundamentos de tensão no sistema, sendo, portanto, desligados da rede. Entretanto, no caso do uso dos aerogeradores de velocidade variável, como o DFIG e o PMSG, que apresentam bons desempenhos no aproveitamento da fonte de energia primária, já é possível lidar com os afundamentos de tensão, e assim podem contribuir para mitigar eventuais problemas de estabilidade de tensão do sistema.

No caso de afundamentos de tensão, atualmente, já é exigido que os aerogeradores sejam capazes de se manter conectados à rede elétrica, o que reduz a aplicabilidade dos aerogeradores de velocidade fixa. Assim, os parques eólicos podem contribuir na operação do SEP, evitando as perturbações em cascata que poderiam advir da falha na geração provida dos aerogeradores. Portanto, um aerogerador deve ser capaz de suportar os afundamentos de tensão, não se desligando da rede elétrica. Esta característica dos aerogeradores é designada por capacidade de suportabilidade a subtensão (*Low Voltage Ride-Through - LVRT*) (ABDELRAHEM; KENNEL, 2016).

A capacidade de LVRT, adicionada à capacidade de controlar tanto a potência ativa como a reativa, e a capacidade de lidar com as falhas, designado como *Fault-ride Through - FRT*, possibilitam que os aerogeradores permaneçam conectados à rede em caso de ocorrências de falhas no sistema ou afundamentos de tensão. A capacidade de controlar tanto a potência ativa como a reativa, como também as capacidades de LVRT e FRT, são as principais razões pela intensificação da adoção de aerogeradores baseados em eletrônica de potência (MEEGAHAPOLA; LITTLER; PERERA, 2013).

Os aerogeradores baseados em eletrônica de potência incorporaram, substancialmente, a capacidade de geração de potência reativa por meio dos conversores. Vários estudos propuseram o uso da capacidade de geração de potência reativa dos aerogeradores DFIG para aprimorar a estabilidade transitória dos SEP (FOSTER; XU; FOX, 2010), melhoria do FRT (MEEGAHAPOLA; LITTLER; FLYNN, 2010), redução de perdas do sistema (KONOPINSKI; VIJAYAN; AJJARAPU, 2009) e atenuar as flutuações de tensão (MEEGAHAPOLA et al., 2013).

O problema da sobretensão tem sido considerado como um dos principais problemas

enfrentados pela operação da rede de distribuição devido à alta penetração da geração distribuída a partir de fontes de energia renovável. O controle da potência reativa foi proposto por muitos pesquisadores como a principal abordagem de controle para mitigar o problema de sobretensão nas redes de distribuição, sem que se tenham aprofundado muito as pesquisas para tal abordagem (MAHMUD et al., 2011).

Portanto, a importância da capacidade de geração de potência reativa pela geração baseada em fontes renováveis com a finalidade de controlar a tensão, deve ser mais investigada no contexto dos aerogeradores (MEEGAHAPOLA; LITTLER; PERERA, 2013), (ULLAH; BHATTACHARYA; THIRINGER, 2009). Para fundamentar o estudo da capacidade de geração de potência, seja ativa ou reativa, dos aerogeradores é conveniente, primeiramente, modelar a geração eólica.

## 2.2 MODELAGEM DA GERAÇÃO EÓLICA

O sistema aerodinâmico de uma turbina eólica é formado pelas pás da hélice e no processo de conversão de energia eólica em mecânica e elétrica. A energia cinética de translação do vento é absorvida pelas pás que converte em energia cinética rotacional na turbina, ou seja, a potência extraída do vento é convertida em potência mecânica no eixo do rotor da turbina, que por sua vez transfere ao eixo do gerador acoplado.

A energia cinética disponível na turbina eólica  $E_{cin}[J]$ , dado por (2.1), depende da massa  $m[kg]$  de ar, que se move com velocidade uniforme e constante  $v[m/s]$ .

$$E_{cin} = \frac{1}{2}mv^2. \quad (2.1)$$

A massa de ar,  $m$ , disponível em cada segundo depende da área,  $A[m^2] = \pi R^2$ , formada pela superfície circular de rotação das pás da hélice da turbina, e da velocidade,  $v$ , da massa volumétrica do ar,  $\rho[kg/m^3]$ . À temperatura de  $20^\circ C$ ,  $\rho = 1,2041 kg/m^3$ . A massa do ar por unidade de tempo,  $[kg/s]$ , que atravessa a área circular das pás da hélice é dado por  $\Delta m/\Delta t = \rho A v$ , então a variação da sua energia cinética pela unidade do tempo é dada conforme segue.

$$\frac{\Delta E_{cin}}{\Delta t} = \frac{1}{2} \frac{\Delta m}{\Delta t} v^2 = \frac{1}{2} \rho A v^3, \quad (2.2)$$

que também representa a potência disponível no vento,  $P_{disp}[W]$ , definida como a taxa de variação da energia em relação ao tempo, que pode ser formulada igualmente como segue.

$$P_{disp} = \frac{dE_{cin}}{dt} = \frac{1}{2} \rho A v^3. \quad (2.3)$$

A equação (2.3) destaca que a potência disponível no vento depende do cubo da sua velocidade, o que mostra uma forte dependência desta fonte em relação ao velocidade do

vento. A potência disponível (2.3) não é totalmente convertida em potência mecânica pelo eixo da turbina. Para quantificar o rendimento da conversão define-se o coeficiente de potência mecânica,  $C_{pm}$ , que representa o rendimento efetivo de conversão da potência do vento,  $P_{disp}$ , em potência mecânica,  $P_m$ , no eixo da turbina, conforme segue.

$$C_{pm} = \frac{P_m}{P_{disp}}. \quad (2.4)$$

Albert Betz demonstrou, em 1920, que a máxima potência mecânica,  $P_m$ , extraída por uma turbina ideal sob condições ideais do vento é 59,26% ou 16/27 da potência disponível nos ventos  $P_{disp}$ . Este coeficiente é denominado limite de Betz (KUIK, 2007). Na prática, turbinas modernas possuem um coeficiente de potência máximo situado numa faixa de 52% a 55%. Se o coeficiente de potência é especificado em relação à potência elétrica de saída,  $P_e$ , consideram-se que as perdas na caixa de transmissão e no gerador elétrico são deduzidas do coeficiente  $C_{pm}$ , reduzindo-se o valor entre 46% e 48% para as turbinas eólicas modernas (ACKERMANN, 2005). Assim, o novo coeficiente é formulado como:

$$C_p = \frac{P_e}{P_{disp}}. \quad (2.5)$$

Portanto, as potências mecânica,  $P_m$ , e elétrica,  $P_e$ , em função de seus respectivos coeficientes,  $C_{pm}$  e  $C_p$ , e a velocidade do vento,  $v$ , podem ser expressadas conforme segue.

$$P_m = \frac{1}{2} \rho C_{pm} A v^3, \quad (2.6)$$

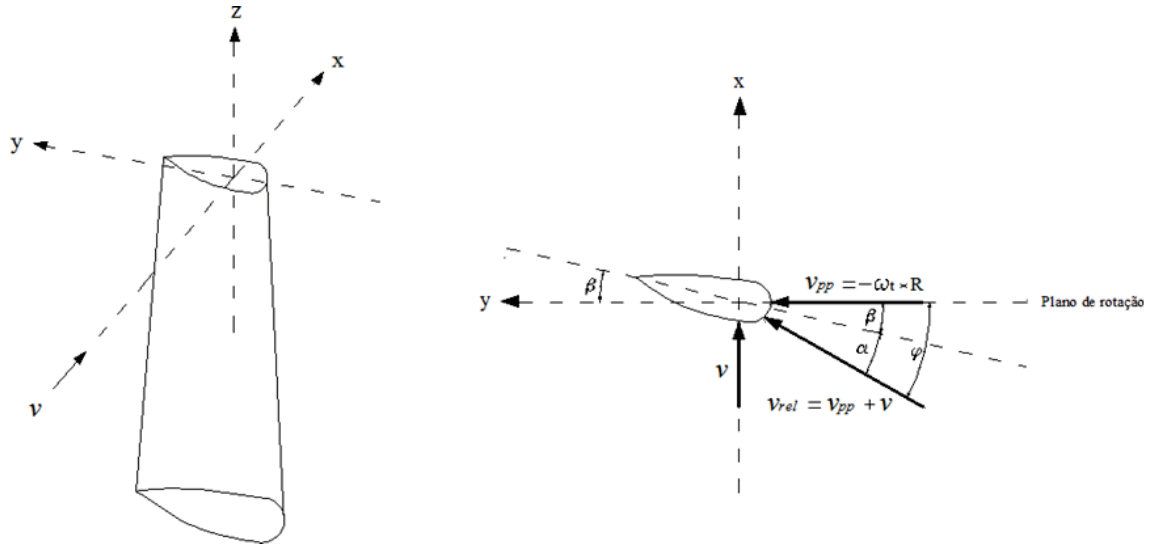
$$P_e = \frac{1}{2} \rho C_p A v^3. \quad (2.7)$$

Para modelar as turbinas eólicas de velocidade variável é conveniente representar suas respectivas pás na perspectiva das três dimensões de suas coordenadas, conforme mostrados na FIGURA 5. Nesta perspectiva são posicionados o ângulo de passo  $\beta$ , que é uma das variáveis de controle de velocidade desse tipo de turbina, o ângulo de ataque  $\alpha$ , o ângulo de incidência  $\varphi$ , e as grandezas velocidade do vento  $v[m/s]$ , velocidade relativa do vento  $v_{rel}[m/s]$  e velocidade da ponta das pás das hélices da turbina  $v_{pp}[m/s]$ .

Para relacionar a velocidade angular de rotação das pás,  $\omega_T[rad/s]$ , com o raio das pás,  $R[m]$ , e a velocidade do vento,  $v$ , a velocidade específica na ponta da pá,  $\lambda^1$ , é dada por (2.8), também conhecida como TSR (*Tip Speed Ratio*).

$$\lambda = \frac{v_{pp}}{v} = \frac{\omega_T R}{v}. \quad (2.8)$$

<sup>1</sup> É mantido neste capítulo o uso da notação  $\lambda$  para indicar a velocidade específica, devido a que a notação é comumente utilizada na bibliografia e nas publicações, ainda que no próximo capítulo seja utilizada a mesma notação  $\lambda$  para indicar o parâmetro de incremento de carga.

FIGURA 5 – Representação das pás da turbina. O eixo  $x$  é a direção do vento

FONTE: (SOHN, 2014)

Ou seja,  $\lambda$  ou TSR representa a relação entre a velocidade das pontas das pás da turbina e velocidade do vento. Ainda, observando a FIGURA 5 se pode concluir que o ângulo de incidência  $\varphi$  pode ser calculado como segue.

$$\varphi = \arctg\left(\frac{1}{\lambda}\right) = \arctg\left(\frac{v}{\omega_T R}\right). \quad (2.9)$$

Por outro lado, conforme a lei da mecânica dos fluidos, modeladas nas equações Navier-Stokes (FOX; PRITCHARD; MCDONALD, 2000) no estudo do escoamento incompressível com viscosidade constante (como no caso do ar que flui nas pás da hélice da turbina) e aplicadas à incidência do vento nas pás para um determinado ângulo de passo  $\beta$ , a potência mecânica depende tanto desse ângulo de passo  $\beta$ , como da velocidade do rotor da turbina  $v_{pp}[m/s]$  e da velocidade do vento  $v$ , dadas por (2.6) e (2.8). Portanto, os coeficientes de potência  $C_{pm}$ , (2.4) e  $C_p$ , (2.5), também dependem destas grandezas. Assim, substituindo (2.8) em (2.6) e (2.7), a potência mecânica da turbina e a potência elétrica do gerador acoplado serão dadas como segue.

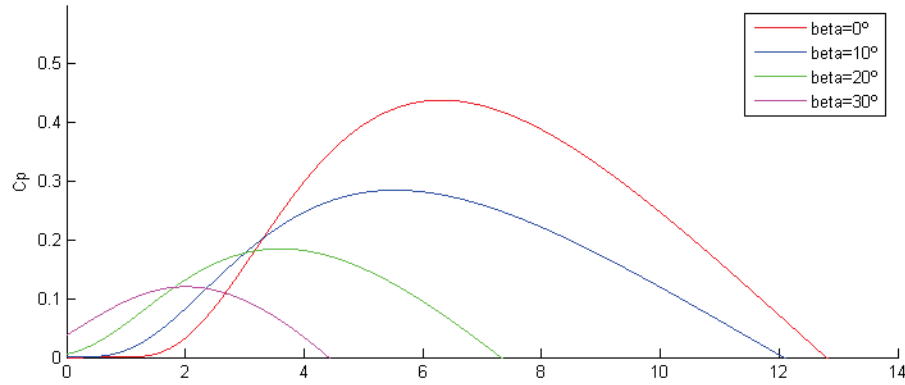
$$P_m = \frac{1}{2} \rho C_{pm}(\lambda, \beta) A v^3 = \frac{1}{2} \rho C_{pm}(\lambda, \beta) \pi R^2 v^3, \quad (2.10)$$

$$P_e = \frac{1}{2} \rho C_p(\lambda, \beta) A v^3 = \frac{1}{2} \rho C_p(\lambda, \beta) \pi R^2 v^3. \quad (2.11)$$

Se pode deduzir a partir de (2.10) e (2.11) que o processo de conversão de energia eólica em mecânica e, conseqüentemente, em energia elétrica, pode ser controlado pela variação do ângulo  $\beta$  e/ou pela variação da velocidade específica na ponta da pá,  $\lambda$  ou TSR, conforme ocorram variações na velocidade do vento  $v$ . Em vista que o comprimento das pás,  $R$ , é fixa, as variações do parâmetro  $\lambda$  decorreriam das variações da velocidade angular do rotor da turbina  $\omega_T$  e variações da velocidade do vento  $v$ .

A FIGURA 6 mostra um conjunto de curvas do coeficiente de potência elétrica  $C_p$  para um aerogerador em função de  $\lambda$ , parametrizadas para distintos valores do ângulo de passo  $\beta$ .

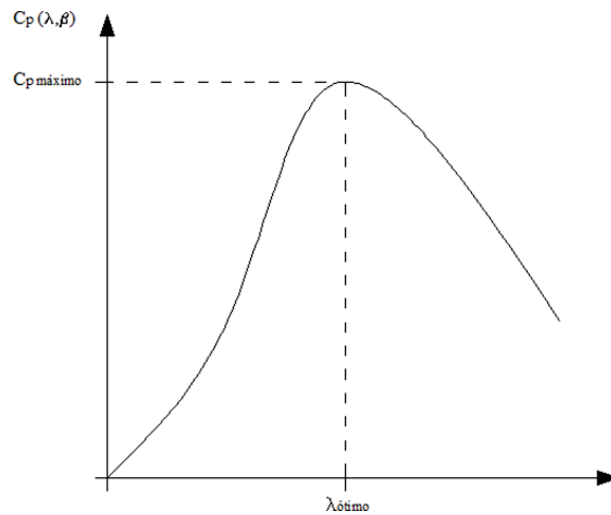
FIGURA 6 – Conjunto de curvas de  $C_p$  vs.  $\lambda$ , parametrizadas com  $\beta$



FONTE: (LEMONS, 2016)

Já a FIGURA 7 mostra uma curva do coeficiente de potência do aerogerador para um determinado ângulo de passo  $\beta$ , sendo o ponto máximo desta curva o ponto de operação ótimo do aerogerador, que corresponde a uma velocidade angular específica de rotação  $\omega_{esp}$ , para uma velocidade específica do vento  $v_{esp}$ , o que implica no parâmetro  $\lambda_{ótimo}$  e assim, no coeficiente de potência máximo para esse ângulo de passo  $\beta$ , que também pode ser obtido para cada uma das curvas da FIGURA 6.

FIGURA 7 – Curva típica do  $C_p$  vs.  $\lambda$ , com  $C_{p_{máximo}}$  em  $\lambda_{ótimo}$



FONTE: (SOHN, 2014)

Assim, (2.8) pode ser dada como segue.

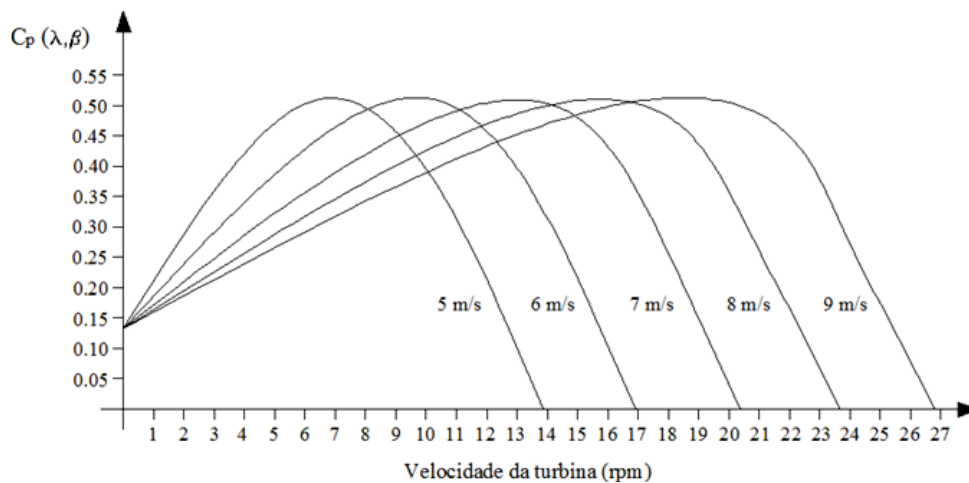
$$\lambda_{ótimo} = \frac{\omega_{esp} R}{v_{esp}}. \quad (2.12)$$

Os aerogeradores são projetados para produzirem máxima potência para uma determinada velocidade do vento. Tanto a velocidade do vento, como a máxima potência neste ponto, assumem valores nominais. Para os aerogeradores de velocidade fixa, o ajuste da velocidade angular do rotor da turbina para diferentes velocidades do vento não é viável. Assim, a relação entre as velocidades dada por (2.12) torna-se única ou praticamente única para estas unidades.

Entretanto, em aerogeradores de velocidade variável, a velocidade angular  $\omega$  do rotor da turbina pode ser ajustada para uma determinada faixa de velocidades do vento, de forma que em tal faixa de velocidades, o ponto  $\lambda_{\text{ótimo}}$  permaneça constante, de tal maneira que o coeficiente de potência  $C_p$  seja máximo nesta situação, ou seja, se obtenha  $C_{p_{\text{maximo}}}$  nessa faixa de velocidades. Desta maneira, a potência mecânica disponibilizada no rotor da turbina aumenta, consequência da máxima eficiência aerodinâmica obtida para uma ampla faixa de velocidades, tanto do vento como da turbina. Assim, a potência elétrica gerada pelo aerogerador de velocidade variável também será maior.

Por outro lado, na FIGURA 8 são mostradas as curvas do coeficiente de potência para uma turbina eólica de velocidade variável para diferentes velocidades do vento, mas para um determinado ângulo  $\beta$ . Pode ser observado que para diferentes velocidades do vento, a velocidade do rotor da turbina pode ser ajustada de forma a manter o coeficiente de potência ótimo, o que maximiza o aproveitamento da energia eólica e, consequentemente, a potência elétrica a ser gerada.

FIGURA 8 – Coeficiente de potência  $C_p$  para aerogerador de velocidade variável



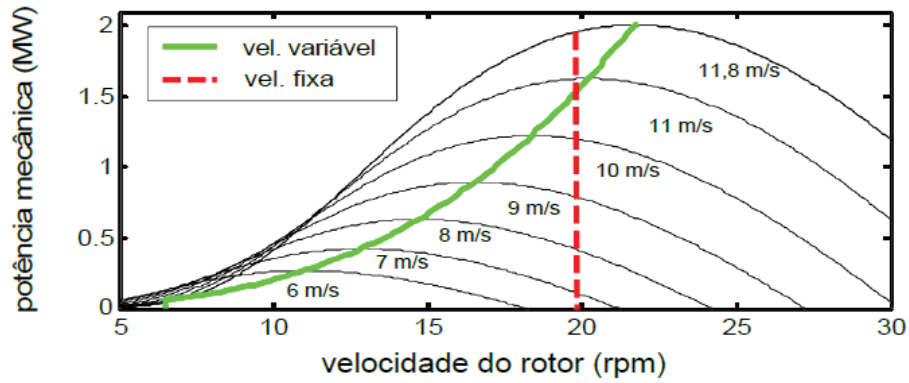
FONTE: (SOHN, 2014)

Comparando as curvas das potências mecânica geradas por aerogeradores com turbina de velocidade fixa com as curvas de turbina de velocidade variável, mostradas na FIGURA 9, se observa que a potência mecânica é quase sempre superior para a turbina de velocidade variável, em vista a que esta permite ajustar a velocidade da turbina para diferentes velocidades do vento, não sendo possível o mesmo para a turbina de velocidade fixa. Se pode concluir que para cada



valor de velocidade do vento existente, a velocidade da turbina maximiza a potência mecânica gerada. Sendo assim, para velocidades do vento abaixo da velocidade nominal (11,8 m/s, no caso do aerogerador de 2 MW da FIGURA 9) a operação com velocidade variável da turbina aumenta a eficiência da geração de potência (SALLES, 2009).

FIGURA 9 – Comparação entre aerogeradores de velocidades fixa e variável para diferentes velocidades do vento



FONTE: (SALLES, 2009)

Para valores de velocidade do vento maiores que o valor nominal, o controle de ângulo de passo  $\beta$  das pás das hélices da turbina é acionado para manter a potência mecânica gerada visando a geração potência elétrica nominal que o aerogerador pode injetar no sistema.

As curvas referentes ao coeficiente de potência, em função da velocidade específica e do ângulo de passo,  $C_p(\lambda, \beta)$ , são obtidas por experimentos para cada aerogerador. As curvas do coeficiente de potência para um aerogerador comercial e a aproximação numérica dessas curvas são dadas por (2.13) e (2.14) (SLOOTWEG et al., 2003).

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}}, \quad (2.13)$$

sendo  $\lambda_i$ , a velocidade específica para cada faixa de velocidade do vento,  $i$ , dado como segue.

$$\lambda_i = \left( \left( \frac{1}{\lambda + c_8 \beta} \right) - \left( \frac{c_9}{\beta^3 + 1} \right) \right)^{-1}. \quad (2.14)$$

Em geral, as curvas de potência de distintos fabricantes são semelhantes, assim, tais formulações representam adequadamente o coeficiente de potência dos aerogeradores. Os parâmetros  $c_1$  a  $c_9$  são ajustados para representar o comportamento aerodinâmico de cada turbina eólica. No entanto, não é necessário estimar novos parâmetros do coeficiente de potência para cada tipo de turbina eólica.

Substituindo (2.13) em (2.11), obtém-se a potência elétrica em função das variáveis aerodinâmicas, entre elas as de controle como  $\lambda_i$  e  $\beta$ , e em função dos parâmetros estimados  $c_1$  a  $c_9$  para o aerogerador, como segue.



$$P_e = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}}. \quad (2.15)$$

Por outro lado, o conjugado ou torque mecânico extraído do rotor da turbina,  $T_T [Nm]$ , dado por:

$$T_T = \frac{P_e}{\omega_G}, \quad (2.16)$$

onde  $\omega_G [rad/s]$  é a velocidade angular do gerador, dada por  $\omega_G = G \omega_T$ , sendo  $\omega_T$  a velocidade angular da turbina eólica e  $G$  o ganho de transmissão da caixa de velocidades do aerogerador. O ganho  $G$  também pode ser expressado em termos dos conjugados,  $T_T$  e  $T_G$ , da turbina e do gerador, respectivamente, como:

$$G = \frac{\omega_G}{\omega_T} = \frac{T_T}{T_G}, \quad (2.17)$$

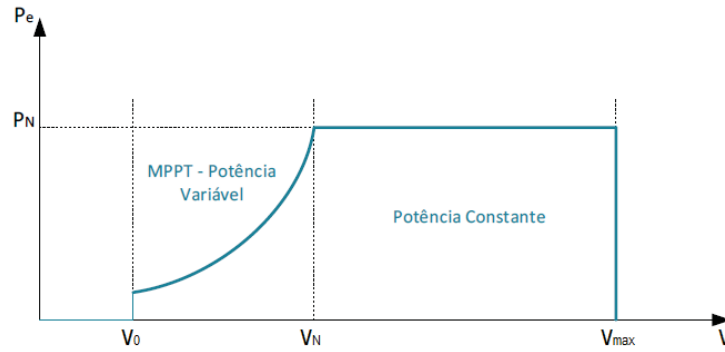
Fazendo-se as devidas substituições entre (2.15), (2.16) e (2.17), obtém-se o conjugado da turbina que resulta da ação do vento e das características aerodinâmicas do aerogerador, sendo dado por:

$$T_T = \frac{1}{2G\omega_T} \rho \pi R^2 v^3 c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}}. \quad (2.18)$$

Tendo sido equacionadas as potências mecânica e elétrica e conjugado da turbina eólica e aerogerador, se abordam na seguinte seção a utilização destas formulações no MPPT e suas técnicas.

### 2.2.1 O modo *Maximum Power Point Tracking* - MPPT

Ainda que o vento tenha características naturalmente variável e intermitente, para a produção de energia elétrica pretende-se que um aerogerador funcione a uma potência máxima para cada intensidade da velocidade do vento. Considerando que a velocidade do vento possa variar entre a velocidade de *cut-in* (menor velocidade de vento que permite a geração de potência ativa do aerogerador, entre 5 e 6  $m/s$ ),  $V_0$ , e a velocidade de *cut-out* (associada a uma velocidade de vento que implique em geração nula ou parada forçada da turbina, em torno a 20  $m/s$ ),  $V_{max}$ , conforme mostrado na FIGURA 10, é possível definir os dois principais modos de funcionamento para o controle da turbina. O primeiro modo, denominado de rastreamento do ponto de máxima geração de potência ou *Maximum Power Point Tracking* - MPPT, entre  $V_0$  e  $V_N$  (velocidade nominal do vento onde se obtém a máxima geração de potência), e o segundo modo, por meio do controle do ângulo das pás, à potência constante e nominal, entre  $V_N$  e  $V_{max}$ .

FIGURA 10 – Relação entre a potência elétrica,  $P_e$ , e a velocidade do vento

FONTE: (LEMONS, 2016)

No primeiro modo de funcionamento, baseado no MPPT, a potência tem uma dependência aproximadamente cúbica da velocidade do vento, conforme (2.6). O segundo modo de funcionamento considera a potência limitada e constante, sendo que a operação da turbina é controlada para entrar em perda aerodinâmica e manter a potência nominal,  $P_N$ , conforme indicado na FIGURA 10. Quando o vento tem velocidades abaixo de  $V_0$ , a turbina não entra em operação. Para esses valores de velocidade, a pouca energia que é produzida não compensa o desgaste dos materiais provocado pela utilização do aerogerador. Por outro lado, para a faixa de velocidades do vento acima de  $V_{max}$ , por ser pouco frequente, não justifica o sobredimensionamento do aerogerador.

É possível obter a maximização da potência gerada pela otimização dos parâmetros que determinam a velocidade específica otimizada  $\lambda_{ótimo}$  dada por (2.12), o que naturalmente exclui a velocidade do vento. Assim, nos últimos anos, os algoritmos que implementam o MPPT foram desenvolvidos para otimizar um dos parâmetros da velocidade específica. Esses algoritmos podem ser classificados de acordo com seus objetivos de controle, que são desenvolvidos utilizando as formulações matemáticas e parâmetros discutidos na seção anterior. Estes objetivos de controle são, fundamentalmente, para um ângulo de passo  $\beta$  fixo, que são resumidos a seguir e detalhados em (RAZA et al., 2008) e (SIMOES; BOSE; SPIEGEL, 1997).

1. **Controle de TSR ou  $\lambda$ .** Regula a velocidade de rotação do gerador para manter uma velocidade específica TSR ótima, sendo necessário conhecer previamente a curva  $\lambda_{ótimo}$  vs.  $v$ , ou seja, o ponto de máximo da curva  $\lambda$  em função à velocidade do vento. Conforme dado por (2.8),  $\lambda = \frac{\omega_T R}{v}$ , tanto a velocidade do vento  $v$  e como a velocidade da turbina  $\omega_T$  precisam ser medidas para o cálculo da TSR, e a TSR ótima, dado por (2.12),  $\lambda_{ótimo} = \frac{\omega_{esp} R}{v_{esp}}$ . A primeira barreira para implementar o controle da TSR é a necessidade da medição da velocidade do vento, que aumenta o custo do sistema e apresenta dificuldades para sua implementação prática (WANG; CHANG, 2004). A segunda barreira é a necessidade de se obter o valor ótimo da TSR, que é diferente de um sistema para outro.

## 2. Controle por Realimentação do Sinal de Potência (*Power Signal Feedback - PSF*).

Nesta abordagem do controle de velocidade visando o MPPT entre  $V_0$  e  $V_N$  conforme curva da FIGURA 10, se busca obter o valor ótimo da velocidade angular das pás,  $\omega_{T_{opt}}$ , para cada intensidade da velocidade do vento. A velocidade angular ótima, que maximiza a potência, é a raiz da derivada de potência elétrica,  $P_e$  dada por (2.15), em função à velocidade angular das pás,  $\omega_T$ , detalhadas em (WANG; CHANG, 2004) e (RAZA et al., 2008). O método de controle PSF regula a potência da turbina eólica para mantê-la em um valor ótimo, de modo que o coeficiente de potência  $C_p$  esteja sempre no seu valor máximo correspondente ao TSR ótimo.

## 3. Controle de Conjugado Ótimo (*Optimal Torque Control - OTC*). O controle de conjugado ótimo é uma ligeira variante de controle PSF, ajusta o conjugado do aerogerador para o seu ótimo em diferentes velocidades do vento. Ou seja, para este tipo de controle se busca maximizar $T_T$ dado por (2.18).

## 4. Controle de Subida de Colina (*Hill Climb Search Control - HCS*). A abordagem HCS é amplamente utilizada pelos aerogeradores atuais para determinar o melhor ponto de operação que maximizará a potência extraída (MPP). Este controle é baseado em perturbar a variável de controle com um passo e, observando o resultado, a potência anterior fornecida é comparada à potência fornecida depois da perturbação, também é conhecido como *Perturb & Observe* (P & O). Um equilíbrio entre o MPPT e a eficiência de controle é desejado. Esse equilíbrio é a função do sistema de controle do HCS.

Um sistema de controle de uma turbina eólica baseado na lógica fuzzy foi inicialmente proposto por (SIMOES; BOSE; SPIEGEL, 1997), que também inclui o controlador adaptativo que determina a estratégia de subida e o tamanho de passo na busca pelo ponto de extração máxima de potência, no qual outras variantes ou evoluções do HCS são baseadas, tais como aquelas propostas por (SL-SUBHI; ALSUMIRI; ALALWANI, 2017), (LALOUNI et al., 2014) e (RAZA et al., 2008). Outra técnica de controle para turbinas eólicas DFIG propõe o MPPT como parte de um modelo preditivo multi-objetivo, tendo como objetivos de controle as potências ativa e reativa, a rápida sincronização com a rede e a regulação de potência (HU; LI; ZHU, 2019).

Como há uma relação entre o MPPT e a curva de capacidade do aerogerador DFIG, e esta relação com um aerogerador pode ser escalada para um parque eólico, na continuação deste capítulo são abordadas as curvas de capacidade dos aerogeradores DFIG, como aerogerador de velocidade variável mais usado nos parques eólicos.

## 2.3 CAPABILIDADE DOS AEROGERADORES

Com o incremento da penetração dos aerogeradores, os operadores dos sistemas elétricos dos países desenvolvidos já exigem uma curva de capacidade estendida visando fornecer potência reativa, não apenas durante os afundamentos de tensão, mas também na operação em

regime permanente (ENGELHARDT et al., 2011). No que se refere à capacidade de potência reativa, a mesma está sujeita a várias limitações, como a tensão, a corrente e a velocidade do aerogerador, que variam de acordo com o ponto de operação. Este é o caso dos aerogeradores DFIG equipados com conversores a base de transistores bipolares de porta isolada (*Insulated Gate Bipolar Transistor* - IGBT <sup>2</sup>), que é uma das topologias mais usadas nos aerogeradores atuais, sendo que em torno da velocidade síncrona surge uma limitação devido à temperatura máxima de junção dos IGBTs, que causa uma redução na corrente de saída máxima permitida no conversor do lado do rotor (*Rotor Side Converter* - RSC) do aerogerador (JUNG; HOFMANN, 2011), (SUJOD; ERLICH; ENGELHARDT, 2013), conforme esquema mostrado na FIGURA 11. Como a capacidade do aerogerador DFIG é determinada, principalmente, pela capacidade de geração de potência reativa, a seguir são discutidas as características dessa capacidade.

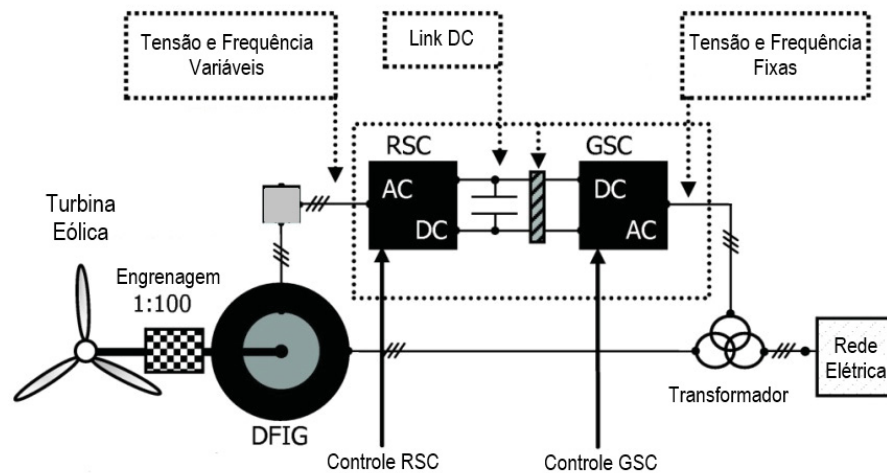
### 2.3.1 Características da capacidade de geração de potência reativa do DFIG

Os aerogeradores DFIG, que podem operar em velocidade variável, tem seu circuito do estator conectado ao circuito do rotor por meio de conversores de potência conforme representados na FIGURA 11. O fluxo de potência é controlado pelo conversor do lado do rotor (*Rotor Side Converter* - RSC) e pelo conversor do lado da rede (*Grid Side Converter* - GSC) que são comandados por um PWM (*Pulse With Modulation*) que incorpora diferentes técnicas de modulação do sinal de referência de tensão que produzem menos ou mais harmônicas de acordo com as técnicas de chaveamento dos diodos, transistores ou tiristores adotadas (SUJOD; ERLICH; ENGELHARDT, 2013). Tanto o RSC como GSC controlam as potências ativa e reativa do lado do estator e do lado do rotor de forma independente, possibilitando ao aerogerador operar com fator de potência indutivo ou capacitivo (SOUSA; SOUZA; BELATI, 2016), (XU; CARTWRIGHT, 2006).

Conforme detalhados em (MEEGAHAPOLA; LITTLER; PERERA, 2013), (LUND; SØRENSEN; EEK, 2007) e (ENGELHARDT et al., 2011), a capacidade de geração de potência reativa dos aerogeradores DFIG pode ser limitada tanto pelos dispositivos de eletrônica de potência do conversor RSC quanto do conversor GSC. A capacidade de geração de potência reativa no lado do RSC é, principalmente, limitada pela corrente do estator, corrente do rotor e pelos limites de tensão do rotor. Esses fatores limitantes dependem ainda do escorregamento (*slip*)  $s$  do gerador de indução. Portanto, curvas de capacidade individuais são produzidas para vários valores de escorregamento  $s$ . O RSC é capaz de operar com fatores de potência entre 0,95 capacitivo e 0,95 indutivo, em toda a faixa de geração de potência ativa do DFIG, mas sem suporte adicional de geração de potência reativa pelo GSC. Entretanto, para fatores de potência em torno de 0,90 indutivo, a capacidade de geração de potência reativa é limitada à saída de potência ativa em

<sup>2</sup> Reunindo as características de comutação dos transistores bipolares de potência à alta impedância de entrada dos transistores de efeito de campo, o IGBT se torna cada vez mais popular nos circuitos de controle de potência de uso industrial, com características que permitem sua utilização no controle de correntes elevadas (KHANNA, 2003).

FIGURA 11 – Configuração do DFIG com conversores RSC e GSC



FONTE: (BELATI; FILHO; SALLES, 2013)

torno de 0,90 pu. Nestas condições, a potência reativa adicional deve ser fornecida pelo GSC (MEEGAHAPOLA; LITTLER; PERERA, 2013).

A capacidade de geração de potência reativa pelo GSC é limitada principalmente pelo link DC (FIGURA 11) e pela taxa de conversão dos conversores. Por esta razão, o GSC tem uma capacidade de geração de potência reativa média de  $\pm 0,28$  pu para uma taxa de conversão de 30% do conversor em toda a sua faixa de operação, enquanto que para uma taxa de conversão de 50%, a capacidade média de geração de potência reativa aumenta para  $\pm 0,48$  pu. Portanto, uma taxa de conversão de 50% indica uma capacidade média de geração de potência reativa combinada do RSC e GSC de 1,28 pu durante a produção nula de potência ativa. No entanto, para uma geração plena de potência ativa, a geração de potência reativa se reduz a 0,83 pu (LUND; SØRENSEN; EEK, 2007).

Portanto, ainda que nos aerogeradores DFIG os conversores RSC e GSC possam operar temporariamente sobrecarregados para contribuir significativamente pela combinação de suporte de reativo do RSC e GSC à estabilidade de tensão para perturbações de curta duração, para que não haja sobreaquecimentos nos conversores devido a sobrecorrentes, o aerogerador DFIG deve operar com uma capacidade limitada na geração de potência reativa, que também limita a faixa de FP permitida do gerador. No Brasil, por exemplo, o ONS determina que o FP dos parques eólicos deve estar na faixa de 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo (ONS, 2019b). Assim, esta faixa de FP determina o limite de contribuição de cada aerogerador DFIG no suporte de potência reativa no POI do sistema onde um parque eólico é acoplado, visando a estabilidade estática de tensão.

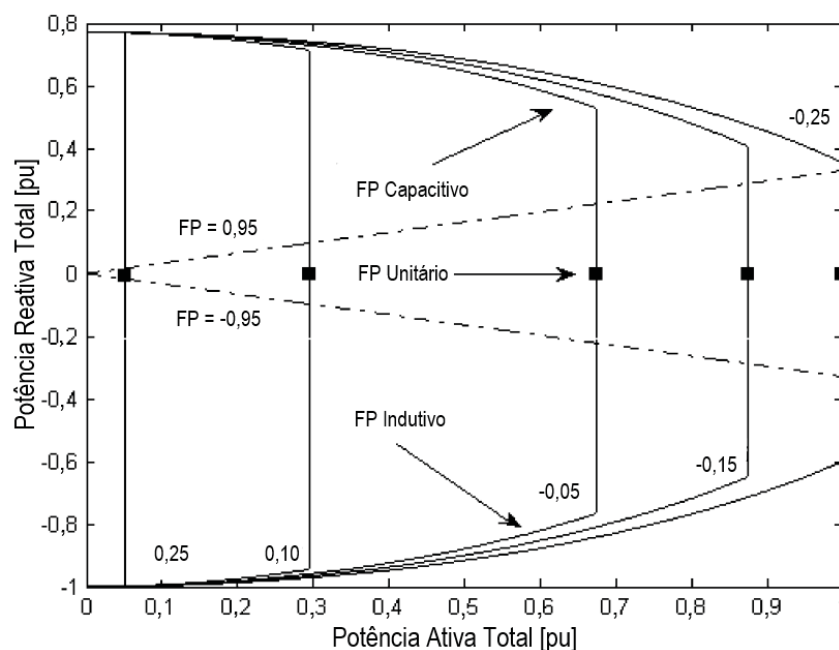
Por outro lado, tem-se as limitações do aerogerador DFIG relacionadas às velocidades do vento, visto que abaixo de 6 m/s o mesmo será desligado, e entre 6 e 9 m/s torna-se inviável a operação com fator de potência diferente do unitário. Ou seja, a capacidade de suporte de

potência reativa será a partir de 9 até 14 m/s. Para velocidades acima de 14 m/s, a capacidade de geração dependerá do projeto da turbina eólica à qual estará acoplado o aerogerador (BELATI; FILHO; SALLES, 2013), sendo usual sua parada para velocidade do vento a partir de 20 m/s.

O trabalho apresentado por (KONOPINSKI; VIJAYAN; AJJARAPU, 2009) propõe a elaboração das curvas de capacidade para aerogeradores DFIG, seguindo uma metodologia apresentada em (LUND; SØRENSEN; EEK, 2007), com um esquema de MPPT que usa a técnica de controle PSF e parâmetros da turbina eólica e aerogerador detalhados no trabalho. Esta técnica de MPPT foi aplicada a um aerogerador DFIG de 1,5 MW e os resultados obtidos através de simulações são utilizados para determinar as velocidades específicas (TSR) e a curva de potência elétrica gerada em função da velocidade do vento. Essa técnica de MPPT pode ser escalada para representar o comportamento de um parque eólico com aerogeradores DFIG (KONOPINSKI; VIJAYAN; AJJARAPU, 2009).

As curvas da FIGURA 12 mostram as características operacionais de um parque eólico pela agregação dos aerogeradores DFIG dentro da faixa de fatores de potência entre 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo. São sobrepostas as curvas de capacidade dos aerogeradores DFIG para diferentes velocidades de vento correspondentes a níveis variáveis de potência de saída. Também são apresentadas as diferentes curvas de capacidade para escorregamentos  $s$  entre -0,25 e 0,25, que abrange todo o espectro das velocidades do vento a partir da velocidade de *cut-in* que corresponde ao escorregamento igual a 0,25, até imediatamente antes da velocidade de *cut-out* que corresponde ao escorregamento igual a -0,25.

FIGURA 12 – Curvas de capacidade do parque eólico DFIG, dados em pu



FONTE: (KONOPINSKI; VIJAYAN; AJJARAPU, 2009)

Como pode ser visto na FIGURA 12, as curvas de capacidade têm um formato D, sendo



que os fabricantes também fornecem as curvas de capacidade no formatos retangular ou triangular, delimitada pelas linhas traçadas de  $FP = 0,95$  (capacitivo) e  $FP = -0,95$  (indutivo). Sendo o conjunto de curvas em função ao escorregamento  $s$ , e o formato triangular da delimitação devido aos limites do fator de potência, as diferenças em relação à curva de capacidade de um gerador síncrono.

Com relação à tensão terminal do aerogerador, que afeta levemente a curva de capacidade conforme discutido em (LUND; SØRENSEN; EEK, 2007), os limites de tensão são estabelecidos entre 0,9 e 1,1 pu conforme proposto em (MARTIN; HISKENS, 2015).

Portanto, utilizando as curvas de capacidade do parque eólico, mostradas na FIGURA 12, poderá ser estimada a potência reativa adicional a ser injetada no POI do SEP onde o mesmo é acoplado, visando contribuir na estabilidade estática de tensão do SEP. Ou seja, por meio do ajuste do fator de potência da geração do parque eólico.

Por outro lado, é necessário modelar o parque eólico DFIG para seu acoplamento ao SEP visando os estudos do comportamento estático e dinâmico, que são apresentados a seguir.

## 2.4 MODELAGEM DOS PARQUES EÓLICOS DFIG PARA A ANÁLISE ESTÁTICA E DINÂMICA DE SEU ACOPLAMENTO AO SEP

Para representar o parque eólico com aerogeradores DFIG para seu acoplamento ao SEP, visando os estudos tanto do regime permanente como dinâmico, a mesma premissa de estender as curvas de capacidade de um aerogerador para um parque eólico é adotada (KONOPINSKI; VIJAYAN; AJJARAPU, 2009). As principais abordagens para a modelagem são resumidas a seguir.

1. **Barra tipo PQ:** Uma das mais simplificadas representações do parque eólico DFIG é como barra PQ com carga negativa. Nas simulações de fluxo de carga, este modelo injetará potência ativa ( $P$ ) e potência reativa capacitiva ( $+Q$ ) ou indutiva ( $-Q$ ) na rede elétrica. Ou seja, o parque eólico é representado como uma barra PQ, que tem como premissa um fator de potência fixo. Esta representação não é indicada para estudos dinâmicos do SEP.
2. **Barra tipo PV:** Um parque eólico também pode ser modelado como um gerador síncrono respeitando seus limites operacionais, ou seja, sua curva de capacidade para o caso das potências ativa e reativa. Este modelo pode ser representado como uma barra PV que inclui o controle de tensão (GAUTAM; VITTAL; HARBOUR, 2009).

A representação como barra PV pode retratar com precisão o comportamento de parques eólicos ao empregar a curva de capacidade DFIG, e ainda mostra-se vantajoso quando é estudada sua resposta a elevados níveis de velocidade do vento. Esta representação permite tanto sua aplicação em estudos de fluxo de carga como estudos da dinâmica de transitórios,

em vista a que a modelagem como gerador síncrono pode incluir os parâmetros elétricos e mecânicos do gerador que são necessários (BELATI; FILHO; SALLES, 2013).

3. **Representação DFIG:** Aplicações para simulação de fluxo de carga e estabilidade do SEP, desenvolvidos seja por fabricantes de software como o *DIGSILENT PowerFactory* (HAMON; ELKINGTON; GHANDHARI, 2010), ou pelos próprios fabricantes dos aerogeradores, como o *Power System Simulation for Engineers - PSS/E* (VITTAL; O'MALLEY; KEANE, 2010), já incluem modelos mais detalhados dos aerogeradores DFIG. No caso do *PowerFactory*, oferece dois modelos DFIG integrados. O primeiro inclui o modelo do link DC e o PWM do lado do RSC, que possibilita algum ajuste no fator de potência. Neste modelo é possível definir as potências ativa e reativa produzidas pelo estator, porém não é possível definir o aerogerador como uma barra de PV ou barra PQ. No segundo modelo, o link DC está oculto e o usuário não tem nenhum controle sobre o conversor do lado do GSC, no entanto, o usuário pode definir a barra do aerogerador como uma barra PV ou PQ. Esta aplicação também permite que o usuário defina uma estratégia de controle ao possibilitar ajustes na modulação via PWM do RSC e ajustes no ângulo de passo  $\beta$  das hélices da turbina rotor. Devido a estes recursos, seu uso é indicado para a análise do comportamento dinâmico do acoplamento dos parques eólicos (HAMON; ELKINGTON; GHANDHARI, 2010).

Sendo de importância para a segurança da operação do SEP como os parques eólicos podem ter sua operação controlada, principalmente nos POI, a seguir se abordam os modos de operação dos aerogeradores DFIG, e por agregação, dos mesmos parques eólicos.

## 2.5 MODOS DE OPERAÇÃO DOS AEROGERADORES DFIG

Os três modos de operação dos aerogeradores DFIG, que por agregação pode ser estendido a um parque eólico, são o de Controle de Tensão, o de Controle de Potência Reativa e o de Controle de Fator de Potência. Geralmente, os modos mais usados são o de Controle de Fator de Potência e o de Controle de Tensão (ROY; POTA; MAHMUD, 2014), que são descritos a seguir:

- **Controle de Fator de Potência:** neste modo, quando a potência ativa do aerogerador DFIG varia, a potência reativa também deve variar para manter o FP fixo. Normalmente, o aerogerador opera com FP unitário, ou seja, a potência reativa gerada é nula, no entanto, outros os valores de FP podem ser especificados de acordo com os requisitos estabelecidos pelo operador do sistema. Nos estudos de fluxo de carga, o DFIG é representado como barra PQ. Neste modo, a tensão do sistema é ajustada pelos demais equipamentos do SEP como unidades geradoras, taps de transformadores, serviços ancilares e outros parâmetros de controle de tensão disponíveis.
- **Controle de Tensão:** neste modo, o aerogerador DFIG pode fornecer ou absorver potência reativa para manter a tensão terminal em um valor especificado. As potências



reativas mínima e máxima devem ser especificadas para operar o DFIG dentro de seus limites operacionais. Neste modo, o DFIG ou parque eólico podem participar diretamente da regulação de tensão do sistema através de sua capacidade flexível de controle de potência reativa (ROY; POTA; MAHMUD, 2014). Nos estudos de fluxo de carga, o DFIG é representado como barra PV.

O modo de operação de controle tensão do DFIG aprimora a margem de estabilidade da tensão, além de ser o modo de operação mais robusto que o modo de controle do fator de potência quando o SEP está sujeito a um incremento lento da carga que resulta em um processo acumulativo envolvendo ações e interações do Limitador de Sobre-excitação (*Over Excitation Limiter* - OEL) e dos Comutadores de Derivação em Carga (*On Load Tap Changers* - OLTC) que corresponde aos transformadores e autotransformadores com taps de regulação automática sob carga (LONDERO et al., 2012). O incremento no PMC e o retardo nas atuações do OEL e dos OLTC também decorre do uso do modo de operação de controle de tensão dos aerogeradores, o que contribui para evitar o fenômeno do colapso de tensão no sistema elétrico. Portanto, como parte dos serviços ancilares, o modo de operação de controle de tensão é um recurso importante que deve ser considerado como estratégia de controle dos aerogeradores DFIG dos parques eólicos.

Para os propósitos desta pesquisa, que foca na análise da estabilidade estática de tensão, e que utiliza as simulações de fluxo de carga, de fluxo de carga continuado (FCC) e de sensibilidades da MC em relação ao fator de potência da geração a partir do parque eólico, foi utilizado o modelo de representação como barras PQ com carga negativa.

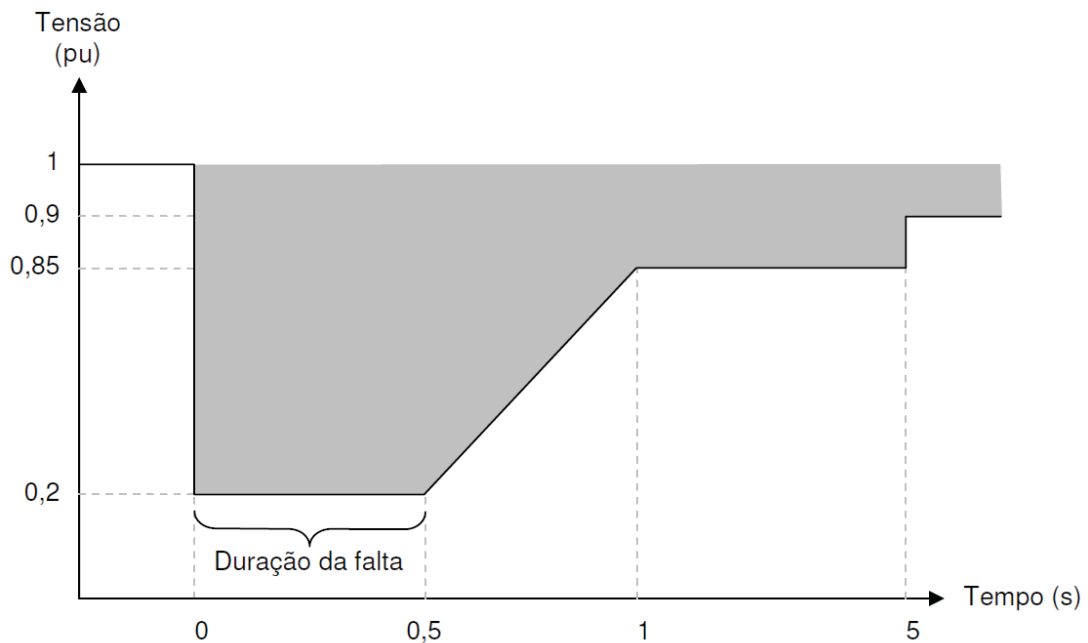
## 2.6 REGULAMENTAÇÕES PARA O ACOPLAMENTO DOS PARQUES EÓLICOS

Nesta seção se apresentam os aspectos regulatórios para o acoplamento dos parques eólicos nos POIs, abordando os requisitos para o controle de tensão no POI a partir dos parques eólicos.

Particularmente para a operação do SIN do Brasil, o documento Procedimentos de Rede, Submódulo 3.6<sup>3</sup> (ONS, 2019b), que regulamenta os requisitos técnicos mínimos para a conexão de uma central geradora eólica à rede no que tange à geração e absorção de potência reativa, deve propiciar os recursos necessários no ponto de conexão para, na potência ativa nominal e quando solicitado pelo ONS, operar com fator de potência dentro da faixa especificada de 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo. Conforme indicado no documento, esta medida visa a participação efetiva no controle da tensão, aumentando a margem de estabilidade de tensão, ou seja, a margem de carregamento (MC).

<sup>3</sup> Define os requisitos técnicos mínimos para conexão de centrais geradoras eólicas, em tensão superior a 69 kV, às instalações de transmissão de energia elétrica conectadas à rede básica de forma individual (centrais geradoras eólicas com capacidade instalada total superior a 30 MW) ou compartilhada (grupos de centrais geradoras eólicas com capacidade instalada total superior a 50 MW).

FIGURA 13 – Tensão nos terminais dos aerogeradores



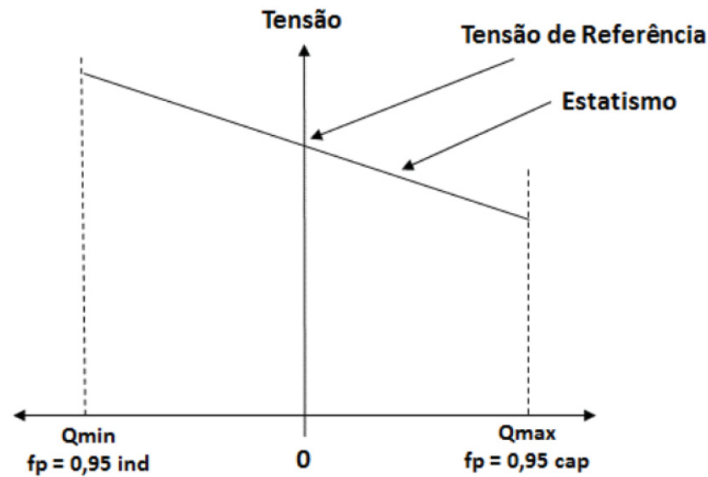
FONTE: (ONS, 2019b)

Ainda, no que tange à operação em regime de tensão não nominal no ponto de conexão da central geradora, estabelece a faixa entre 0,90 e 1,10 pu da tensão nominal, sem atuação dos relés de subtensão e sobretensão temporizados, e entre 0,85 e 0,90 pu da tensão nominal por até 5 segundos, que visa evitar o desligamento do parque eólico quando há variações de tensão no sistema. O documento também estabelece que a variação de tensão em regime permanente, nas centrais de geração eólica, não deve produzir variação de tensão superior a 5% no ponto de conexão no caso de manobra parcial ou total, tempestiva ou não, do parque gerador. Os parques eólicos devem dispor de dispositivos de controle que evitem o seu desligamento por instabilidade de tensão, devido a subtensões decorrentes de faltas na rede (*Fault-ride Through - FRT*). Caso haja afundamento de tensão em uma ou mais fases no POI, o parque eólico deve continuar operando se a tensão nos seus terminais permanecer acima da curva indicada na FIGURA 13.

O controle de tensão no acoplamento dos parques eólicos nos POIs é um dos modos de controle estabelecidos pelo ONS no Submódulo 3.6 (ONS, 2019b), que visa contribuir com a manutenção do perfil de tensão dentro de faixas aceitáveis em condições normais ou de emergência. Dependendo das necessidades do sistema, o parque eólico pode ser solicitado pelo ONS a operar no modo de Controle de Potência Reativa ou no modo de Controle de Fator de Potência. No modo de Controle de Tensão, o parque eólico deve ser capaz de fornecer um controle contínuo da tensão no ponto de conexão, com uma tensão de referência ajustável entre 95% e 105% da tensão nominal e um estatismo ajustável em uma faixa entre 2 e 7% na base da potência reativa nominal do parque eólico, considerando uma resolução de 0,5%, cuja

representação gráfica é mostrada na FIGURA 14.

FIGURA 14 – Perfil do Controle de Tensão do Parque Eólico



FONTE: (ONS, 2019b)

No entanto, se no regime permanente o valor da tensão não for o nominal no POI, o parque eólico deve ter capacidade de operar nas faixas de tensão e períodos de tempo conforme segue (ONS, 2019b):

- Entre 0,9 e 1,1 pu da tensão nominal por período de tempo ilimitado;
- entre 0,85 e 0,9 pu da tensão nominal, por período de tempo mínimo de 5 segundos;
- entre 1,1 e 1,2 pu por período de tempo mínimo de 2,5 segundos.

Esta capacidade de operação visa evitar o desligamento o parque eólico no caso de variações de tensão.

Como esta pesquisa foca na estabilidade estática de tensão, ou seja, na capacidade de operação do parque eólico em regime permanente, que implica no período de tempo ilimitado, a faixa de variação da tensão é de 0,9 a 1,1 pu da nominal, conforme já fora delimitada para os propósitos desta tese.

Da mesma maneira, a regulamentação elaborada pela agência reguladora FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) dos EE.UU também estabelece os limites operativos conforme estabelecidos pelo ONS. Entretanto, de acordo ao requerimento feito pela AWEA (*American Wind Energy Association*) e pela LSA (*Large-scale Solar Association*) à FERC, solicitam que os geradores assíncronos tenham a opção de atender aos requisitos de potência reativa nos terminais do gerador, mesmo se o requisito nesse ponto for mais rigoroso (de 0,90 indutivo a 0,95 capacitivo) do que no POI, como consta no documento *Docket No. RM16-1-000; Order No. 827*, que faz referência ao documento precedente *Order No. 661-A* (FERC, 2016).

Portanto, para os propósitos desta tese, são apresentados os resultados das simulações com parques eólicos com limites de tensão entre 0,9 e 1,1 pu, e o fator de potência entre 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo, para testar os limites operativos permitidos pelas regulamentações. Adicionalmente, são realizadas simulações com a faixa estendida de fator de potência entre 0,80 indutivo e 0,80 capacitivo (ENGELHARDT et al., 2011), visando avaliar seus impactos no incremento ou decréscimo da MC.

No próximo capítulo são discutidas, detalhadamente, a estabilidade estática de tensão e descritas, sucintamente, o controle de tensão no SEP e POI dos parques eólicos, que antecedem ao capítulo onde se elabora a formulação matemática da sensibilidade da MC ao fator de potência dos parques eólicos.

### 3 A ESTABILIDADE DE TENSÃO E O CONTROLE DE TENSÃO DE PARQUES EÓLICOS

Entre os objetivos na operação do SEP estão a segurança do sistema e a qualidade do fornecimento energético nos pontos de consumo. No que concerne à qualidade, uma das exigências é em respeito aos requisitos mínimos que deve ter uma das variáveis de estado mais importantes do SEP: a magnitude das tensões das barras do sistema.

Para estudar o colapso de tensão e propôr as ações preventivas que visem evitá-lo, ou ainda as ações corretivas para mitigar seus efeitos, se aborda a estabilidade e sua classificação, apresentando os fundamentos da avaliação da estabilidade estática de tensão (VSA - *Static Voltage Stability Assessment*), visando sua utilização na formulação da sensibilidade da MC ao fator de potência dos parques eólicos.

O fenômeno do colapso de tensão, decorrente da instabilidade de tensão quando do crescimento da demanda, é modelado pela teoria das bifurcações. Esta teoria descreve as mudanças qualitativas do sistema e a perda da estabilidade quando da variação extrema ou continuada de um parâmetro. Um destes parâmetros é a demanda do sistema que, no caso de crescimento contínuo e descontrolado, conduz o sistema a uma bifurcação Sela-Nó (HALE; KOÇAK, 2012), que corresponde ao ponto de máxima transferência de potência e onde a matriz Jacobiana das equações de balanço de potências é singular.

A importância da teoria das bifurcações reside na sua utilidade para determinar os pontos críticos do sistema, pontos que delimitam a fronteira entre as áreas do funcionamento estável e instável do sistema elétrico. Com esta teoria, se estudam as técnicas que se empregam para identificar o lugar geométrico dos pontos de equilíbrio do sistema quando da variação de certos parâmetros e os limites físicos ou operacionais que podem ser ativados durante o percurso (CANIZARES et al., 2002).

O conhecimento preciso do lugar geométrico e os limites mencionados, possibilita conhecer o ponto de colapso de tensão do sistema e/ou os limites ativados. Este conhecimento é de fundamental importância para determinar a carga máxima que o sistema suporta e quais medidas, como a modificação de certos parâmetros do sistema, podem ser tomadas como ações preventivas ou corretivas (GREENE; DOBSON; ALVARADO, 1997). Estes são os pontos principais do estudo desta tese, propondo neste capítulo as ferramentas para sua análise e nos capítulos seguintes os meios de prevenção.

Para o estudo da estabilidade de tensão é preciso definir corretamente as margens operacionais do sistema para demarcar suas regiões de funcionamento. Estas margens são úteis para analisar o lugar geométrico dos pontos de equilíbrio do sistema, e como determinadas ações como a operação dos compensadores de reativos, dos taps dos transformadores e, particularmente como objetivo desta tese, pelo ajuste do fator de potência dos parques eólicos,

podem influenciar positivamente no lugar geométrico, no sentido de aumentar a margem de carregamento do sistema.

Neste capítulo se apresentam as bases teóricas sobre a estabilidade de tensão. Na seção 3.1 o seu conceito é apresentado e se descrevem seus distintos tipos em função do tempo de duração e do grau de severidade das perturbações no SEP. Na seção 3.2 é abordada a classificação e representação das barras de acordo com as variáveis de controle de cada barra, e apresentada a modelagem do SEP visando a avaliação da estabilidade estática de tensão. Na seção 3.3 são formulados os modelos matemáticos para analisar a estabilidade estática tensão do SEP, adotando a teoria das bifurcações para explicar os fenômenos que provocam a instabilidade de tensão com o crescimento da demanda. Também, são descritos os índices de estabilidade já propostos na literatura para estudar o comportamento do sistema elétrico nas proximidades do colapso de tensão.

Na seção 3.4 são definidas as margens de operação do SEP para a delimitação correta das fronteiras factíveis de seu funcionamento, e na seção 3.5 se aborda como os operadores do SEP analisam as margens de operação e a segurança de tensão. Ainda, são descritos na seção 3.6 os métodos para o cálculo de tais margens, e na seção 3.7 se introduz a análise de sensibilidades, apresentando as fundamentações teóricas que são utilizadas para o desenvolvimento do índice de sensibilidade da margem de carregamento ao fator de potência dos parques eólicos, proposta por esta tese.

Na seção 3.8 se discute o controle de tensão, descrevendo sua estrutura hierárquica e os equipamentos utilizados para proporcionar o controle de tensão no SEP. Também se apresentam as distintas abordagens para o controle de tensão tanto nos aerogeradores DFIG como nos parques eólicos.

### 3.1 CONCEITOS SOBRE ESTABILIDADE DO SEP

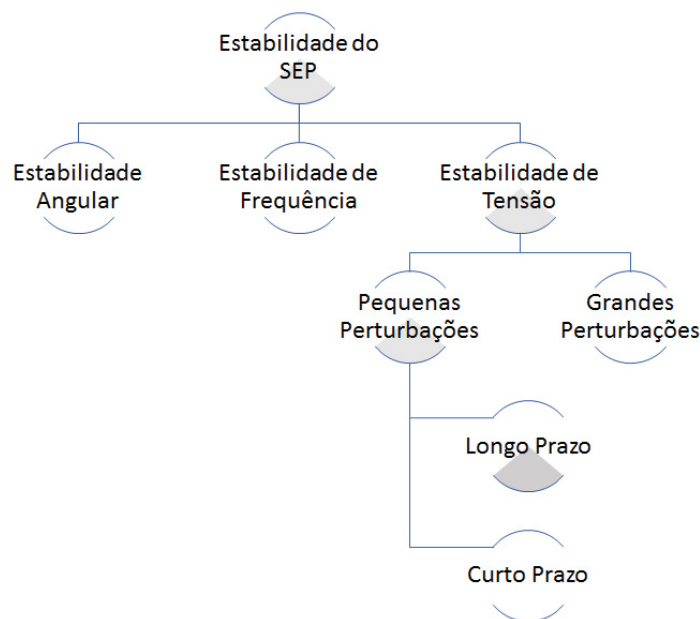
A estabilidade ou instabilidade do SEP é um problema para a segurança da operação do sistema, que na manifestação crítica de seus fenômenos, como o do colapso de tensão, podem levar a *blackouts* de parte ou de todo o sistema. O risco da manifestação de tais fenômenos se incrementou na própria evolução do SEP com a ampliação da rede elétrica, com o uso de novas tecnologias e controles, e principalmente pelo aumento da demanda. Este cenário leva a operação do sistema a condições de estresse que possibilitam o surgimento de diferentes formas de instabilidade (CUTSEM, 2003) e (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

É conveniente que haja uma compreensão clara das diferentes formas de instabilidade e como elas estão inter-relacionadas, para prover o SEP de métodos e ferramentas apropriadas para sua operação que vise a segurança (KUNDUR et al., 2004). Esta compreensão clara possibilita o uso de uma terminologia consistente para o desenvolvimento de métodos e ferramentas de apoio à operação e que estejam baseadas num padrão de modelos analíticos para o estudo da

estabilidade.

Como a estabilidade do SEP é semelhante à estabilidade de qualquer sistema dinâmico, que tem alicerces matemáticos fundamentais, é importante para sua compreensão e modelagem classificá-la conforme a estrutura apresentada na FIGURA 15. Esta classificação é por tipo de estabilidade: a angular, a de frequência e a de tensão. Inclui uma primeira subclassificação em função ao tamanho do distúrbio no sistema: pequenas ou grandes perturbações; e no último nível, outra subclassificação por horizontes temporais: curto prazo, de 3 a 20 segundos; e longo prazo, de alguns segundos a minutos ou horas, em função da variável de estado.

FIGURA 15 – Classificação e horizontes temporais da Estabilidade do SEP



FONTE: Adaptado de (KUNDUR et al., 2004)

Portanto, este capítulo da tese apresenta os principais fundamentos matemáticos dos modelos analíticos para o estudo da estabilidade estática de tensão do SEP. Antes de abordar os fundamentos matemáticos se deve definir claramente a estabilidade do SEP que, segundo (KUNDUR et al., 2004) é definida como:

A estabilidade do SEP é a capacidade do próprio sistema, para uma dada condição inicial de operação, recuperar um estado de equilíbrio operacional, após ter sido submetido a uma perturbação física, com a maioria das variáveis do sistema delimitadas de modo a que praticamente todo o sistema permanece intacto.

Após esta definição, se deve conceituar a estabilidade no campo de dois fenômenos físicos diferentes. Um, relativo aos geradores síncronos do SEP que devem funcionar sincronizados, e o outro fenômeno físico pode acontecer quando da ocorrência de uma perturbação no sistema, que implique numa variação descontrolada da tensão que comprometa a magnitude da tensão na alimentação às cargas. Este é o caso da instabilidade de tensão, que no seu limite é o colapso de tensão. Neste contexto, a definição da estabilidade da tensão, também segundo (KUNDUR et al., 2004), é dada por:



A estabilidade da tensão refere-se à capacidade do próprio sistema manter as tensões dentro de uma faixa permitida, em todas as barras do sistema, após ter sido submetido a uma perturbação para uma dada condição operacional inicial.

Ainda que os fenômenos físicos sejam diferentes, ambos os tipos de instabilidades estão relacionados e geralmente aparecem em conjunto ainda que um tipo prevaleça em relação ao outro. Conforme mencionado no capítulo 1, esta tese aborda o estudo da estabilidade de tensão desacoplado da estabilidade angular e da frequência por visar o campo da estabilidade estática de tensão. Sendo conveniente descrever as perturbações em função do seu tempo de duração e sua magnitude.

As pequenas perturbações são as variações da demanda ou da geração que ocorrem durante a operação diária do sistema. Para elaborar os modelos analíticos visando o estudo destes casos, é comum lançar mão da linearização das equações diferenciais que descrevem o sistema em torno dos pontos de equilíbrio em estudo (KUNDUR et al., 2004). Por outro lado, as grandes perturbações são decorrentes de curtos circuitos de alta potência, da saída de linhas de transmissão, de geradores, e de grandes cargas. Para as grandes perturbações, não é possível a linearização das equações diferenciais que descrevem o sistema, em razão que o novo ponto de funcionamento estaria muito afastado do original (KUNDUR et al., 2004).

Em relação ao fenômeno da instabilidade de tensão, é sempre um fenômeno dinâmico, mas em determinados casos se podem utilizar as ferramentas da análise estática para seu estudo (CUTSEM, 2003). Entretanto, quando a dinâmica envolvida no processo da estabilidade do SEP requer consideração, há diferenças fundamentais que decorrem do horizonte de tempo associado ao problema de estabilidade em estudo.

Na estabilidade a curto prazo, a ação dos controladores primários dos geradores ou compensadores de reativos, tanto para o controle da frequência como da tensão, são as dinâmicas dominantes, e o tempo deste processo está entre 3 e 20 segundos (KUNDUR et al., 2004). Entretanto, na estabilidade a longo prazo, as dinâmicas dominantes provem da energia primária dos geradores e dos sistemas de regulação secundária de frequência ou de tensão. Corresponde, no caso das tensões, às atuações do Controle Secundário de Tensão (*Secondary Voltage Regulation* - SVR) e do Controle Terciário de Tensão (*Tertiary Voltage Regulation* - TVR). Neste caso, o tempo de processo vai de alguns segundos a minutos ou horas, em função à variável de estado (KUNDUR et al., 2004).

Esta pesquisa foca na estabilidade de tensão a pequenas perturbações, visto que se baseia no estudo da evolução do sistema à variação suave da demanda e o correspondente incremento na geração, assim podemos enquadrar este estudo na estabilidade de longo prazo ou estática de tensão. Nas seções seguintes são descritos e formulados o modelo para avaliação da estabilidade estática de tensão do SEP e os métodos de análise e índices de estabilidade, que serão utilizados nas formulações que são propostas nos seguintes capítulos.



### 3.2 MODELAGEM DO SEP PARA AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE ESTÁTICA DE TENSÃO

Nesta seção é apresentada a classificação e representação das barras de acordo com as variáveis de controle de cada barra, e discutida a modelagem do SEP visando a avaliação da estabilidade estática de tensão (VSA - *Static Voltage Stability Assessment*) para sua utilização na formulação da sensibilidade da MC ao fator de potência dos parques eólicos.

Cada barra do sistema é classificada e representada de acordo com as variáveis de controle da barra (MONTICELLI, 1983), conforme:

- Barras PV: são aquelas barras onde se especificam a potência ativa e a magnitude da tensão, sendo as barras de geração onde o regulador de tensão está operando dentro de seus limites de potência reativa.
- Barras PQ: são aquelas barras onde se especificam a potência ativa e reativa, sendo as barras de carga ou de geração onde o regulador de tensão está operando no limite de geração de potência reativa.
- Barra  $V\theta$ : conhecida como barra de referência ou *slack*, sendo aquela para a qual se especifica a magnitude e o ângulo da tensão, e a geração de potências ativa e reativa deverão estar dentro de seus limites operacionais para manter esta condição.

O comportamento do SEP pode ser modelado por um sistema de equações algébricas não lineares que é utilizado para representar o fluxo de potências no sistema (CUTSEM, 2003). Para os propósitos desta pesquisa, as seguintes modelagens matemáticas para representar o SEP são utilizadas.

Considerando que  $P_L(\lambda)$  e  $Q_L(\lambda)$  são, respectivamente, vetores da função de demanda de potência ativa e reativa nas barras do sistema, parametrizados pelo parâmetro de carga  $\lambda$ , e ainda, considerando  $\lambda = 1$  como o ponto de operação atual (ou a demanda do caso base) do sistema, a parametrização do crescimento de carga pode ser escrita da seguinte forma (COLOMBARI; KUIAVA; RAMOS, 2019):

$$P_L(\lambda) = P_{L_0} + (\lambda - 1)K_P P_{L_0} \quad (3.1)$$

$$Q_L(\lambda) = Q_{L_0} + (\lambda - 1)K_Q Q_{L_0}, \quad (3.2)$$

onde  $P_{L_0}$  e  $Q_{L_0}$  são vetores que representam as demandas de potência ativa e reativa, respectivamente, associadas à demanda do caso base do sistema, e  $K_P$  e  $K_Q$  são vetores que descrevem as proporções e direção de crescimento da demanda em cada barra do sistema. Estas direções de crescimento podem ser determinadas por meio do levantamento de dados do histórico da operação do sistema elétrico ou pelas previsões de demanda realizadas pelo operador do sistema (que também se baseia no histórico). Assim, conhecendo o parâmetro  $\lambda$ , podem ser calculados os valores de  $P_L$  e  $Q_L$  em todas as barras do SEP.

Por outro lado, o incremento da geração de potência ativa no SEP pode ser modelado pela seguinte expressão:

$$P_G(\gamma_G) = P_{G_0} + (\gamma_G - 1)K_G P_{G_0}, \quad (3.3)$$

onde  $\gamma_G \in \mathbb{R}$  é um parâmetro semelhante a  $\lambda$  mas de valor ligeiramente maior de modo a contemplar as perdas de potência ativa na rede elétrica (MILANO, 2006). Na expressão (3.3),  $P_{G_0}$  é o vetor com a geração inicial de potência ativa de cada unidade geradora. Assim como a direção de crescimento da demanda,  $K_G$  é definido como o vetor que descreve as proporções e direção de crescimento da geração de potência ativa de cada unidade geradora, que também pode ser determinada pelo histórico da operação ou pelo despacho econômico em função das características próprias de cada sistema.

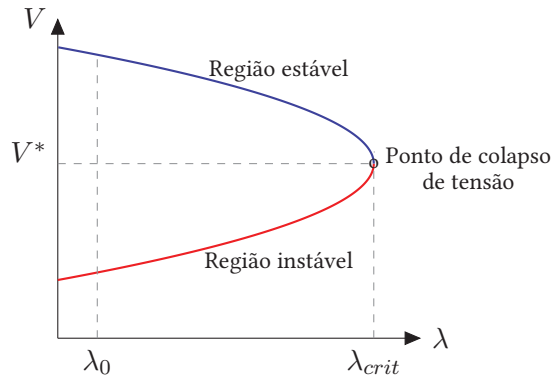
Assim, as equações dos balanços de potências do sistema podem ser dadas por:

$$P_{G_0} + (\gamma_G - 1)K_G P_{G_0} - (P_{L_0} + (\lambda - 1)K_P P_{L_0}) - f(x) = 0 \quad (3.4)$$

$$Q_G - (Q_{L_0} + (\lambda - 1)K_Q Q_{L_0}) - g(x) = 0, \quad (3.5)$$

sendo  $f(x)$  e  $g(x)$  vetores que representam as potências ativa e reativa injetadas nas barras em função de  $x = [\theta, V]$ , que é o vetor com as variáveis de estado do sistema de potência, ou seja, os ângulos e módulos das tensões ( $\theta$  e  $|V|$ , respectivamente). Resolvendo as equações de balanço de potências (3.4)-(3.5) para cada incremento do parâmetro de carga  $\lambda$ , o diagrama de equilíbrio ou a curva PV do sistema pode ser elaborada, cujo gráfico é mostrado FIGURA 16.

FIGURA 16 – Diagrama de equilíbrio ou curva PV



FONTE: (O autor, 2019)

Esta curva PV apresenta o lugar geométrico dos pontos de equilíbrio do sistema pela resolução das equações (3.4)-(3.5) com o incremento do parâmetro de carga  $\lambda$ , lugar geométrico que se inicia na condições de carga do caso base ( $\lambda_0$ ), seguindo, na evolução do parâmetro de carga  $\lambda$ , sobre a curva PV conhecida como a região estável dos pontos de equilíbrio. Este lugar geométrico continua até o ponto conhecido como Nariz da curva PV, onde o equilíbrio

do sistema passa da condição estável para instável que corresponde ao ponto de colapso de tensão do sistema, que indica o carregamento máximo do sistema e onde o parâmetro de carga tem seu valor crítico  $\lambda_{crit}$ , que também corresponde à valores críticos das variáveis de estado como o módulo da tensão  $V^*$ .

Este ponto de colapso de tensão é de particular interesse desta pesquisa, porque corresponde a um ponto de bifurcação onde a matriz do Jacobiano das equações de balanço de potência é singular e tem um autovalor nulo, características que são exploradas para formular a sensibilidade da MC ao fator de potência do parque eólico, abordada no próximo capítulo.

Também é possível, por meio de abordagens matemáticas, avaliar a distância de um determinado ponto de equilíbrio até o ponto de colapso de tensão, distâncias que são quantificadas numericamente como índices de estabilidade. Estas características são estudadas pelos métodos de análise das bifurcações e índices de estabilidade que são discutidas na seguinte seção. Assim também, as margens de operação do sistema elétrico são definidos sobre esta curva PV, sendo tais margens detalhadas na seção 3.4.

Por outro lado, para os propósitos desta tese, as direções de crescimento da demanda e geração são determinadas pelo caso base, ou seja os vetores  $K_P$ ,  $K_Q$  e  $K_G$  são de módulos unitários, e o incremento no parâmetro de geração  $\gamma_G$  é ajustado para atender ao incremento do parâmetro de carga  $\lambda$ .

Na continuação deste capítulo são abordados os métodos de análise e índices de estabilidade, para depois definir os conceitos sobre as margens de funcionamento ou operação do sistema com vistas à sua segurança e estabilidade de tensão.

### 3.3 MÉTODOS DE ANÁLISE E ÍNDICES DE AVALIAÇÃO DE ESTABILIDADE ESTÁTICA DE TENSÃO

Nesta seção são apresentados os métodos de análise de estabilidade baseados no conceito de colapso de tensão. Também são apresentados índices que podem quantificar o quão próximo deste colapso se encontra o sistema. A abordagem da análise de sensibilidades, utilizada como base para a proposta de índice de sensibilidade desta tese, é apresentada mais adiante na seção 3.7 devido à necessidade prévia de conceitos sobre as margens de operação.

#### 3.3.1 Análise de bifurcações

Conforme descrito na seção 3.2, as equações que descrevem o comportamento do SEP formam um conjunto de equações não lineares que apresentam mudanças dos pontos de equilíbrio quando determinados parâmetros variam, no caso, o parâmetro de carga  $\lambda$ . O estudo destas mudanças é feito por meio da teoria das bifurcações (AJJARAPU; LEE, 1991), (CANIZARES et al., 1992) e (SEYDEL, 2009). Com esta teoria se pode estudar as mudanças que

ocorrem na estabilidade dos pontos de equilíbrio do sistema quando determinados parâmetros, denominados parâmetros de bifurcação, variam lentamente.

As equações (3.4)-(3.5) podem ser escritas de forma compacta como (COLOMBARI; KUIAVA; RAMOS, 2019):

$$F(x, \lambda) = 0. \quad (3.6)$$

Os pontos de equilíbrio onde um sistema passa de estável para instável são conhecidos como pontos de bifurcação, que no caso de interesse, o parâmetro de bifurcação é o incremento de carga,  $\lambda$ , cuja variação pode levar o sistema a pontos de funcionamento próximos à instabilidade. Há distintos tipos de bifurcações, mas aqueles que são mais relacionados com o fenômeno do colapso de tensão, que é o foco do estudo desta pesquisa, são as bifurcações Sela-nó ou *Saddle-node bifurcation* (SNB) e Induzida por Limite ou *Limit-induced bifurcation* (LIB), que se descrevem a seguir.

- **Bifurcação Sela-Nó.** No tipo de bifurcação Sela-Nó, a matriz Jacobiana do sistema de equações (3.6) apresenta um autovalor nulo no ponto de bifurcação. Matematicamente, este tipo de bifurcação é caracterizada por:

$$F(x^*, \lambda_{crit}) = 0 \quad (3.7)$$

$$\nabla F(x^*, \lambda_{crit})\hat{v} = 0 \quad (3.8)$$

$$|\hat{v}| = 1 \quad (3.9)$$

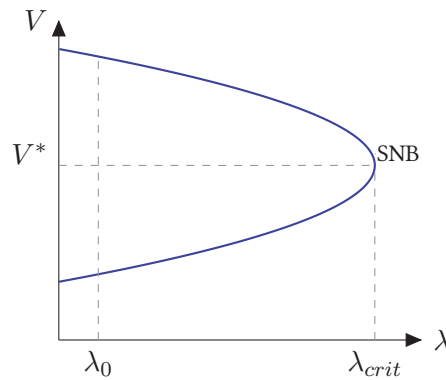
$$\hat{\omega}^T \nabla F(x^*, \lambda_{crit}) = 0 \quad (3.10)$$

$$|\hat{\omega}| = 1, \quad (3.11)$$

onde  $\hat{v}$  e  $\hat{\omega}^T$  são os autovetores à direita e à esquerda, respectivamente, da matriz Jacobiana, e  $\lambda_{crit}$  representa o valor do parâmetro de carga que corresponde às variáveis de estado  $x^* = [\theta^*, V^*]$ , que indicam o ponto de bifurcação Sela-nó conforme mostrado na FIGURA 17 onde se apresenta o comportamento do módulo da tensão  $V$  para os incrementos do parâmetro de carga  $\lambda$ .

Por outro lado, as soluções para (3.7)-(3.11) podem ser obtidas por meio da aplicação do método Newton-Raphson, desde que se tenham valores iniciais adequados para os autovetores  $\hat{v}$  e  $\hat{\omega}$ . Entretanto, o melhor meio para inicializar uma rotina que inclua (3.7)-(3.11) é executar primeiramente o Fluxo de Carga Continuado (FCC) (MILANO, 2006), que é abordado na seção 3.6.1. Esta abordagem para o cálculo da SNB é utilizada por esta tese para obter com mais precisão a matriz Jacobiana no ponto no ponto de bifurcação que é usada no cálculo das sensibilidades. Como o parâmetro  $\lambda$  de incremento de carga do sistema é normalmente usado para estimar o ponto SNB, os métodos para sua obtenção são apresentados neste capítulo.

FIGURA 17 – SNB numa curva PV



FONTE: (O autor, 2019)

- **Bifurcação Induzida por Limite.** Este tipo de bifurcação ocorre quando é ativado um dos limites dos dispositivos de controle do sistema, como por exemplo o limite de geração de potência reativa (KATAOKA; SHINODA, 2005) e (DOBSON; LU, 1992b), provocando uma mudança na estrutura matemática do sistema com a variação do conjunto de equações e variáveis do problema. O sistema, cujo lugar geométrico do ponto de equilíbrio era guiada por um conjunto de equações, passa a ser guiada por outro conjunto com mudanças importantes que reposicionam o ponto de colapso de tensão.

No caso do sistema de controle da excitação de um gerador síncrono, que opera dentro de restrições impostas pela curva de capacidade da máquina, pode controlar dois estados diferentes: uma, a tensão do estator do gerador e, outra, a potência reativa gerada quando se atinge o limite máximo da corrente de excitação. No caso dos aerogeradores DFIG, conforme detalhado anteriormente na seção 2.3, a capacidade de geração de potência reativa é limitada pelos dispositivos de eletrônica de potência de seus conversores, razão pela qual as curvas de capacidade de um parque eólico indicam características operacionais restritas à faixa de fatores de potência entre 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo. Isto implica numa limitada capacidade de geração de potência reativa e, conseqüentemente, limites muito susceptíveis de serem atingidos.

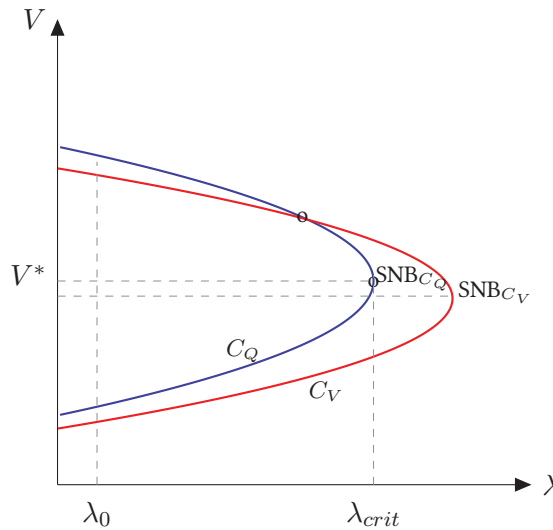
Com o aumento da demanda no SEP, em determinado momento, a corrente de excitação dos geradores síncronos atingirá seu limite máximo, e no caso dos parques eólicos DFIG atingirá um dos limites da faixa permitida do fator de potência. Conforme representação gráfica da FIGURA 18, onde se mostram duas curvas PV elaboradas, uma curva  $C_V$  considerando que, durante o crescimento de carga do sistema até o ponto  $SNB_{C_V}$  da curva, o controle de tensão não exige que os geradores síncronos atinjam seus limites de corrente de excitação ou que os DFIGs atinjam seus limites de fator de potência, para a provisão de potência reativa necessária.

No entanto, caso um dos limites sejam atingidos, seja da excitação do gerador síncrono ou

do fator de potência do DFIG, haverá uma limitação na geração de potência reativa e uma nova curva PV é elaborada: a curva  $C_Q$ , que terá um novo ponto  $SNB_{C_Q}$ , menos afastado que a  $SNB_{C_V}$ , como pode ser observado na FIGURA 18. Este é um tipo de bifurcação particular que é denominado Bifurcação Sela-nó Induzida por Limite (SLIB) que ocorre quando um dos limites de geração de potência reativa das barras geradoras são atingidas, mas pode ainda ser associada a uma condição de carregamento máximo,  $\lambda_{crit}$ , e a um ponto de colapso de tensão  $SNB_{C_Q}$ . Isto ocorre sempre que a interseção das curvas  $C_V$  e  $C_Q$  ocorram nas regiões estáveis de ambas as curvas, ou seja nas partes superiores de ambas.

Este tipo de bifurcação, ou seja de SLIB, propiciado pela ativação de um dos limites do FP dos parques eólicos, é muito comum nos resultados das simulações para a maximização da distância ao colapso de tensão apresentados no capítulo 5.

FIGURA 18 – SLIB numa curva PV

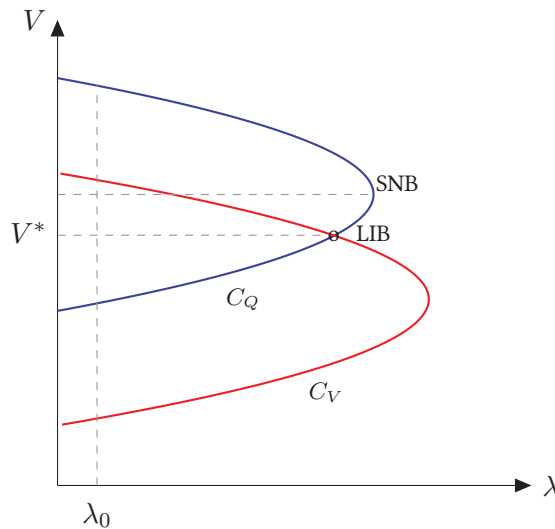


FONTE: (O autor, 2019)

Diferentemente, quando ocorre uma interseção das curvas  $C_V$  e  $C_Q$  num ponto onde uma destas curvas está além de seu ponto  $SNB$ , como é o caso da curva  $C_Q$ , conforme mostrado na FIGURA 19, o lugar geométrico dos pontos de equilíbrio do sistema evolui no ramo instável da curva PV. Este é o caso em que se tem, além da mudança da estrutura matemática do sistema, uma bifurcação onde ocorre uma mudança brusca na estabilidade, e que é denominada de Bifurcação Induzida por Limite (LIB).

Portanto, uma comparação importante entre a SLIB e a LIB é que a primeira representa uma mudança estável no sistema e a segunda uma mudança instável, no instante em que determinados limites são ativados. Pode ser destacado que na SLIB, que leva o sistema a uma mudança estável, as sensibilidades das variáveis de estado, com respeito a carga, tem variações

FIGURA 19 – LIB numa curva PV



FONTE: (O autor, 2019)

bruscas mas mantém o sinal (CUTSEM, 2003). No entanto, quando é o caso de uma LIB, que leva o sistema a uma mudança instável, as sensibilidades que também tem uma variação brusca, mas com uma alteração no seu sinal. Também se destaca que em nenhum dos dois casos se produz a singularidade da matriz Jacobiana como ocorre na SNB.

### 3.3.2 Índices de avaliação de estabilidade estática de tensão

Para quantificar a proximidade do SEP ao ponto de colapso de tensão são usados os índices de estabilidade. Como estes índices fornecem uma medida da segurança da operação do sistema, a maioria dos índices propostos visam a supervisão do sistema em tempo real. Índices são uma magnitude escalar para indicar uma medida da segurança do sistema contemplando a variação da demanda ou das variáveis de controle, e devem ter algum sentido físico para facilitar sua interpretação e, ainda, seus cálculos devem requerer reduzido esforço computacional, que nem sempre é possível, para facilitar sua aplicação em tempo real. Os índices de estabilidade de tensão podem ser classificados em dois grupos (HATZIARGYRIOU; CUTSEM, 1994):

- Índices basados somente no estado atual do sistema: sua conceituação se fundamenta nas técnicas de análises dos valores singulares e dos autovalores e autovetores da matriz do Jacobiano das equações de balanço de potência (LOF et al., 1992). Estes índices não levam em conta tanto a não linearidade destas equações, como os limites que podem surgir durante a evolução do sistema, detalhe este que pode ter transcendência quando o ponto de equilíbrio da operação do sistema está afastado do colapso de tensão. A vantagem dos índices deste grupo é o baixo esforço computacional.
- Índices que consideram a evolução do sistema e os limites físicos e operacionais dos

equipamentos: são baseados no cálculo das margens de operação do sistema. Os métodos para o cálculo destas margens são descritos nas próximas seções desta tese, entre as quais se encontram o método da continuação. São métodos que exigem mais esforço computacional mas são mais precisos.

A seguir são descritos os índices utilizados no cálculo da sensibilidade proposto por esta tese.

- **Análise dos valores singulares.** A análise dos valores singulares se fundamenta na decomposição das matrizes ortogonais da matriz do Jacobiano,  $J$ , das equações de balanço de potência, formulada como uma matriz quadrada de ordem  $n \times n$ , sendo  $J = \nabla_x F(x, \lambda)$ . Sua decomposição em valores singulares consiste em escrever  $J$  como o produto de outras três matrizes:

$$J = R\Lambda S^T = \sum_{i=1}^n r_i \sigma_i s_i^T \quad (3.12)$$

onde:

- $\Lambda$  é uma matriz diagonal  $n \times n$  que contém os valores singulares  $\sigma_i \mid \sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \dots \geq \sigma_n$ .
- $R$  é uma matriz ortogonal  $n \times n$  formada pelos autovetores a esquerda,  $r_i$ , associados aos valores singulares  $\sigma_i$ .
- $S$  é uma matriz ortogonal  $n \times n$  formada pelos autovetores a direita,  $s_i$ , associados aos valores singulares  $\sigma_i$ .

Um método rápido para calcular os valores singulares e seus correspondentes autovetores a direita e a esquerda é proposto por (LOF et al., 1992), visto que no ponto de colapso de tensão um dos valores singulares  $\sigma_i$  é nulo. O índice dos valores singulares aproveita esta propriedade supervisionando o valor singular mínimo até que seu valor se anule. A desvantagem deste índice é quando o ponto de colapso está afastado do ponto de operação, podendo o valor singular mínimo supervisionado não ser o primeiro em anular-se.

Uma apreciação física deste índice, que serve para indicar as barras mais críticas, ou seja, aquelas que podem sofrer maior variação de tensão, é feita com a seguinte formulação proposta por (LOF et al., 1992). Inicialmente, a interpretação dos autovetores a esquerda e a direita é feita através da seguinte propriedade da decomposição em valores singulares:

$$J^{-1} = S\Lambda^{-1}R^T = \sum_{i=1}^n \frac{1}{\sigma_i} s_i r_i^T. \quad (3.13)$$

Considerando a linearização do sistema de equações de fluxo de carga  $F$  em torno do ponto de equilíbrio  $(x_0, \lambda_0)$ , se tem:

$$\Delta F(x, \lambda) = J\Delta x, \quad (3.14)$$



onde  $\Delta F(x, \lambda)$  é formado pelos vetores de diferenças de potências ativa e reativa,  $\Delta P$  e  $\Delta Q$ , respectivamente, e  $\Delta x$  pelos vetores de diferenças dos ângulos e módulos das tensões,  $\Delta \theta$  e  $\Delta V$ , respectivamente. Assim, isolando  $\Delta x$  dos termos de 3.14, tem-se que:

$$\Delta x = \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{\sigma_i} s_i r_i^T \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}. \quad (3.15)$$

Como nos pontos próximos ao colapso de tensão,  $\sigma_n$  é próximo a zero, (3.15) pode ser aproximada por:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \frac{1}{\sigma_n} s_n r_n^T \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}. \quad (3.16)$$

Por (3.16) se podem apreciar que os valores mais altos do vetor  $s$  indicam as barras mais críticas, ou seja, aquelas que terão maior variação de tensão, enquanto as posições com valor mais alto no vetor  $r$  indicam as injeções de potência que mais afetam o sistema. Estas características podem ser aproveitadas para identificar o conjunto de barras críticas ou área crítica de um sistema.

Entretanto, este índice não detecta a presença dos limites operativos do sistema. Além disto, ele possui um comportamento não linear e pouco sensível às variações da demanda, tendo um abrupto descenso no ponto próximo ao colapso (MARCOLINI, 2010).

- **Análise dos autovalores.** A análise pelos índices dos autovalores tem características similares à análise do mínimo valor singular da matriz Jacobiana, em razão de que a proximidade do menor autovalor ao valor nulo é um indicativo da proximidade do sistema ao colapso de tensões (MANSOUR, 1993) (GAO; MORISON; KUNDUR, 1992). Para uma matriz Jacobiana, que possa ser diagonalizada, sua decomposição em autovalores pode ser formulada segundo:

$$J = W \Lambda V^T = \sum_{i=1}^n \lambda_i w_i v_i^T \quad (3.17)$$

onde:

- $\Lambda$  é uma matriz diagonal complexa  $n \times n$  com os autovalores  $\lambda_i$ .
- $W$  é uma matriz complexa  $n \times n$  com os autovetores à esquerda,  $w_i$ , associados aos autovalores  $\lambda_i$ .
- $V$  é uma matriz complexa  $n \times n$  com os autovetores à direita,  $v_i$ , associados aos autovalores  $\lambda_i$ .

Nas seções seguintes são descritas as margens de operação, e relacionadas com a segurança do SEP para, a continuação, abordar os métodos para o cálculo do parâmetro de bifurcação  $\lambda$  visando quantificar tais margens.

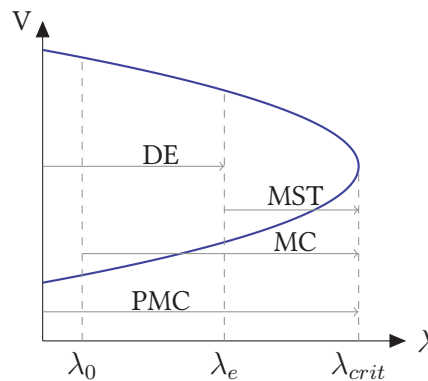
### 3.4 MARGENS DE OPERAÇÃO DO SEP

As margens de operação ou de funcionamento do SEP são condicionadas pela segurança da operação e pelos limites físicos e operacionais dos equipamentos do sistema. As definições e terminologias, mundialmente aceitas, sobre estas margens correspondem às originalmente elaboradas pelo *North American Electrical Reliability Corporation* (NERC, 1995).

Uma ferramenta gráfica amplamente utilizada para representar as margens de operação do sistema é a curva PV, principalmente referente à barra crítica<sup>1</sup>. A curva PV, durante o crescimento de carga, conforme descrito na seção 3.3.1, reflete os distintos limites que o sistema atinge pela presença de descontinuidades devido aos limites físicos ou operacionais dos equipamentos, ou devido à presença de bifurcações. Uma das ferramentas utilizadas para obter as curvas PV é o método do FCC, discutido na próxima seção, que consiste basicamente em variar um parâmetro do sistema, normalmente o parâmetro de carga  $\lambda$ , e executar continuamente vários fluxos de carga, determinando para cada ponto de equilíbrio os valores das variáveis de estado.

Para os propósitos desta tese, são definidos os conceitos e nomenclaturas sobre as distintas margens de operação do sistema, e posicionadas numa curva PV da FIGURA 20 que relaciona o parâmetro de carga  $\lambda$  com o módulo da tensão  $V$ , uma das variáveis de estado, conforme segue:

FIGURA 20 – Margens de Operação do SEP na curva PV



FONTE: Adaptado de (MARCOLINI, 2010)

- **Ponto de Máximo Carregamento (PMC):** é o nível de carregamento máximo que o sistema pode suportar, seja pela violação de algum limite operacional como tensão ou corrente de algum equipamento ou elemento do sistema, seja pelo surgimento de algum

<sup>1</sup> A estimativa do PMC é realizada para a barra mais sensível do SEP, denominada de barra crítica ou piloto de tensão, que é a barra que apresenta a maior variação relativa do módulo da tensão. Esta barra pode também apresentar mudança significativa no ângulo da tensão (MOUSAVI; BOZORG; CHERKAoui, 2013). Ainda que a curva PV seja elaborada para a barra crítica, nesta tese, as margens de operação do SEP se referem ao carregamento total do sistema.

limite físico tipo SNB ou SLIB. O PMC pode ser formulado como sendo:

$$PMC = \sum_i S_{L_0 i} + (\lambda_{crit} - \lambda_0) \sum_i S_{L_0 i} \quad (3.18)$$

onde  $S_{L_0 i}$  corresponde à potência aparente da carga na  $i$ -ésima barra para o ponto de operação atual conhecido como caso base;  $\lambda_0$ <sup>2</sup> usualmente igual a 1,0 e corresponde ao parâmetro de carga  $\lambda$  para o caso base;  $\lambda_{crit}$  representa o valor do parâmetro de carga  $\lambda$  em qualquer um dos limites, mencionados anteriormente, que restringem a operação do sistema. Sendo a potência aparente na  $i$ -ésima barra para o caso base formulada como  $S_{L_0 i} = \sqrt{P_{L_0 i}^2 + Q_{L_0 i}^2}$ , onde  $P_{L_0}$  e  $Q_{L_0}$  dadas em (3.1) e (3.2), respectivamente.

- **Demanda esperada (DE):** é a carga ou demanda total do sistema em um momento futuro próximo ao ponto de operação atual, sendo sua formulação dada por:

$$DE = \sum_i S_{L_0 i} + (\lambda_e - \lambda_0) \sum_i S_{L_0 i} \quad (3.19)$$

onde  $\lambda_e$  representa o valor do parâmetro de carga  $\lambda$  em um momento futuro próximo ao ponto de operação atual.

- **Margem de Carregamento (MC):** é o incremento na demanda que o sistema pode assumir desde o ponto de funcionamento atual, cuja formulação é dada por:

$$MC = PMC - \sum_i S_{L_0 i} = (\lambda_{crit} - \lambda_0) \sum_i S_{L_0 i}. \quad (3.20)$$

- **Margem de Segurança de Tensão (MST):** é a carga adicional que o sistema poderá suportar a partir da demanda esperada, DE, até atingir o ponto de máximo carregamento, PMC. Sua formulação é dada por:

$$MST = PMC - DE = (\lambda_{crit} - \lambda_e) \sum_i S_{L_0 i}. \quad (3.21)$$

A importância do entendimento das margens de operação reside no fato que o operador do sistema atuará nos elementos do sistema que afetarão negativa ou positivamente tais margens. Se deve distinguir dois tipos de atuações: aquelas que afetam a potência ativa do sistema, tanto a geração (despacho econômico ou redespacho), como as do consumo (corte seletivo de carga); e aquelas que afetam a potência reativa do sistema, como o controle de tensão dos geradores, a compensação de potência reativa, e a regulação via taps dos transformadores.

<sup>2</sup> Esta tese, como normalmente feito na literatura, adota o valor 1,0 para  $\lambda_0$ , que corresponde ao parâmetro de carga  $\lambda$  para o caso base.

O operador do sistema deve contar, além do acesso aos dados sobre as margens de operação, com o apoio de procedimentos operativos e, principalmente, de ferramentas computacionais que o auxiliem na tomada de decisões, seja com horizontes temporais de curto prazo para a reprogramação da operação, seja em tempo real para ações preventivas ou corretivas no caso de contingências ou variações imprevistas de demanda. Esta tese tem como um dos objetivos, precisamente, propôr uma estratégia de controle preventivo de tensão baseada em ações preventivas eficazes, considerando o ajuste do FP dos parques eólicos como meio para melhoria ou otimização das margens de operação anteriormente descritas.

Na seção seguinte se aborda a relação entre as margens de operação e a segurança de tensão no SEP.

### 3.5 O PMC E A SEGURANÇA DE TENSÃO NA OPERAÇÃO DO SEP

Conforme apresentado na seção 3.4, para analisar a segurança do funcionamento do SEP, assim como seus limites de operação, um procedimento utilizado consiste na obtenção das margens de operação do sistema através da avaliação de sua respectiva curva PV. Também foi definida que a MC é a distância em termos de incremento de carga do ponto atual de operação até o ponto limite da rede do sistema parametrizado. A determinação da MC é uma das maneiras para se quantificar a segurança de um SEP do ponto de vista da estabilidade de tensão, e a sua obtenção em tempo real é desejada nos centros de operação. Além da MC, é necessário conhecer em qual estado de operação, estados descritos na seção 1.1, se encontra o SEP.

Como compete aos órgãos reguladores da operação dos SEP determinar as normas e diretrizes para procedimentos operativos que apoiem os operadores da rede elétrica, é destes órgãos que emanam as diretrizes básicas para implementar, revisar e gerenciar os sistemas especiais de segurança e proteção que incluem os esquemas de controle de emergência e controle de segurança. No que tange às margens de operação de um SEP como o SIN, como diretriz geral se estabelece que a Margem de Segurança de Tensão (MST) para estudos de planejamento da operação são 7% e 4%, nas análises com rede elétrica completa e incompleta, respectivamente, e de 4% para a análise da operação em tempo real, que consta nos Procedimentos de Rede - Submódulo 23.3 do ONS (ONS, 2017b).

Com respeito à segurança de tensão, os órgãos reguladores estabelecem o Perfil de Tensão (PT) em regime permanente para as barras do SEP, por meio de disposições normativas sobre os níveis de tensão no fornecimento de energia elétrica em regime permanente, para que a Tensão Contratada (TC) pela concessionária ou usuários junto ao operador do SEP, ou entre concessionárias, esteja em conformidade a determinados valores de Tensão Nominal (TN)<sup>3</sup> de operação no POI. No Brasil, a ANEEL como órgão regulador, classificou a qualidade da tensão

<sup>3</sup> Os valores nominais devem ser fixados em função dos níveis de planejamento do sistema de distribuição de modo que haja compatibilidade com os níveis de projeto dos equipamentos elétricos de uso final (ANEEL, 2017).

em Tensões de Atendimento (TA) para distintas faixas de níveis de tensão entre inferior a 1 KV e superior a 230 KV, publicado no documento PRODIST Módulo 8, oriunda da Resolução nº 728/2016, com data de vigência entre 01 de Janeiro e 31 de Dezembro de 2017 (ANEEL, 2017).

A TABELA 1 apresenta três faixas de níveis de tensões, onde o termo Tensão de Leitura (TL) é a tensão eficaz, integralizada a cada 10 minutos, obtido pelos instrumentos de medição, que deve ser comparada com a Tensão de Referência (TR) que é a Tensão Contratada (TC), de acordo com o nível de tensão do POI.

TABELA 1 – Classificação de Tensões de Atendimento (TA)

| TA       | Faixa de variação da TL em relação à TR |                              |                              |
|----------|---|------------------------------|------------------------------|
|          | [ $\geq 230$ kV]                        | [69 kV a 230 kV]             | [ 1 kV a 69 kV]              |
| Adequada | $0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$            | $0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$ | $0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$ |
| Precária | $0,93TR \leq TL \leq 0,95TR$            | $0,90TR \leq TL \leq 0,95TR$ | $0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$ |
| Precária | $1,05TR \leq TL \leq 1,07TR$            | $1,05TR \leq TL \leq 1,07TR$ |                              |
| Crítica  | $TL < 0,93TR$                           | $TL < 0,90TR$                | $TL < 0,90TR$                |
| Crítica  | $TL > 1,07TR$                           | $TL > 1,07TR$                | $TL > 1,05TR$                |

FONTE: (ANEEL, 2017)

Portanto, se devem estabelecer estratégias para atender as disposições normativas estabelecidas pelo órgão regulador, com a utilização otimizada dos recursos e tempo disponíveis para a operação segura do SEP que visa o atendimento da demanda com a qualidade de fornecimento. Estas estratégias exigem ferramentas que sejam capazes de detectar e alertar, preferentemente em tempo real, o operador do SEP sobre as condições em que o sistema se encontra (SAVULESCU, 2014). Entre estas condições, se incluem a MST e o cumprimento da conformidade dos níveis de tensões<sup>4</sup> mencionadas nesta seção.

Na seção seguinte são descritos e formulados os métodos para o cálculo do PMC visando quantificar as margens de operação.

### 3.6 MÉTODOS DE CÁLCULO DO PMC

Nesta seção são descritos os métodos que permitem calcular o valor do parâmetro de carga  $\lambda$  no ponto SNB ou seja o  $\lambda_{crit}$  descrito na seção 3.4, com uma abordagem da análise estática de bifurcações, ou seja, sem considerar a dinâmica da estabilidade (MARCOLINI, 2010). Os métodos descritos nesta seção são o método da continuação ou de fluxo de carga continuado e o método de otimização.

<sup>4</sup> Um sistema elétrico é considerado seguro em relação à tensão quando, para uma dada condição operativa, a MST e os níveis de tensão pré-contingência e pós-contingência encontram-se em conformidade com os critérios estabelecidos (ONS, 2017b).

### 3.6.1 Fluxo de carga continuado (FCC)

Este método é detalhado na sequência devido à sua importância para determinar o ponto da SNB, que é utilizada para cálculo do índice de sensibilidade da MC ao fator de potência do parque eólico abordado no capítulo 4. O método do FCC foi desenvolvido visando obter as curvas PV, que consiste basicamente em variar um parâmetro do sistema, normalmente o parâmetro de carga  $\lambda$ , e executar continuamente vários fluxos de carga, determinando para cada ponto de equilíbrio os valores das variáveis de estado.

As técnicas de continuação do FCC consistem em um passo preditor que avança com a direção do vetor tangente e com tamanho de passo calculado adequadamente, e outro passo corretor que pode ser obtido tanto por meio de uma parametrização local como de uma interseção perpendicular (SOUZA; CANIZARES; QUINTANA, 1997), (CANIZARES et al., 1992) e (AJJARAPU; CHRISTY, 1992).

Os passos do FCC são formulados a seguir.

- Passo preditor: para um ponto de equilíbrio genérico  $\tilde{x}_p = (x_p, \lambda_p)$  das equações de balanço de potência  $F(x, \lambda)$ , se cumprem as seguintes relações:

$$F(x_p, \lambda_p) = 0 \quad (3.22)$$

$$\left. \frac{dF}{d\lambda} \right|_{\tilde{x}_p} = \left. \nabla_x F \right|_{\tilde{x}_p} \left. \frac{dx}{d\lambda} \right|_{\tilde{x}_p} + \left. \frac{\partial F}{\partial \lambda} \right|_{\tilde{x}_p} = 0, \quad (3.23)$$

sendo que o vetor tangente  $\left. \frac{dx}{d\lambda} \right|_{\tilde{x}_p}$  pode ser aproximado por

$$\tau_{\tilde{x}_p} = \left. \frac{dx}{d\lambda} \right|_{\tilde{x}_p} \approx \frac{\Delta x_p}{\Delta \lambda_p}. \quad (3.24)$$

A partir de (3.22) a (3.24), se tem:

$$\tau_{\tilde{x}_p} = -\left. \nabla_x F \right|_{\tilde{x}_p}^{-1} \left. \frac{\partial F}{\partial \lambda} \right|_{\tilde{x}_p} \quad (3.25)$$

$$\Delta x_p = \tau_{\tilde{x}_p} \Delta \lambda_p. \quad (3.26)$$

Se adota um controle de tamanho de passo  $k$  para determinar os incrementos  $\Delta x_p$  e  $\Delta \lambda_p$ , sendo normalizado com  $|\tau_{\tilde{x}_p}|$  para evitar o avanço rápido do passo conforme segue:

$$\Delta \lambda_p \triangleq \frac{k}{|\tau_{\tilde{x}_p}|} \quad (3.27)$$

$$\Delta x_p \triangleq \frac{k \tau_{\tilde{x}_p}}{|\tau_{\tilde{x}_p}|} \quad (3.28)$$

onde  $k = \pm 1$ , sendo que seu sinal determina o incremento ou redução de  $\lambda$ .

Com este passo preditor, é obtido um ponto operacional que não está na curva definida pelas equações do sistema, mas próximo à mesma. Para retornar a um ponto de equilíbrio viável, é executado o seguinte passo corretor.

- Passo corretor: para este passo, deve ser resolvido o conjunto equações dadas por:

$$F(x, \lambda) = 0 \quad (3.29)$$

$$\rho(x, \lambda) = 0. \quad (3.30)$$

Sendo que o cumprimento de  $F(x, \lambda) = 0$  garante que a solução estará sobre o diagrama de equilíbrio, e  $\rho(x, \lambda) = 0$  é uma equação adicional para garantir a não singularidade da solução no ponto de bifurcação.  $\rho(x, \lambda) = 0$  pode ter duas formulações em função do método corretor que se utiliza. Uma formulação é a da interseção perpendicular que se baseia na busca do novo ponto de funcionamento  $\tilde{x}_c = (x_c, \lambda_c)$ , que se move perpendicularmente ao vetor tangente, sendo sua formulação dada por:

$$\rho(x, \lambda) = \begin{bmatrix} \Delta x_p \\ \Delta \lambda_p \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} x_c - (x_p + \Delta x_p) \\ \lambda_c - (\lambda_p + \Delta \lambda_p) \end{bmatrix} = 0. \quad (3.31)$$

A outra formulação é a parametrização local, que consiste em fixar adequadamente o valor do parâmetro de bifurcação,  $\lambda$ , ou da variável  $x_p$ . Assim, a função  $\rho(x, \lambda)$  assumirá uma das duas expressões a seguir:

$$\rho(x, \lambda) = \lambda_c - \lambda_p - \Delta \lambda_p \quad (3.32)$$

$$\rho(x, \lambda) = x_c - x_p - \Delta x_p. \quad (3.33)$$

Sendo que (3.32) se utiliza quando se fixa o valor de  $x_p$ , e (3.33) quando se fixa o valor do parâmetro de bifurcação  $\lambda$ .

### 3.6.2 Método da otimização

Este método se baseia na solução de um problema de otimização para identificar os limites do sistema, como a distância máxima (em termos de carregamento) de um determinado ponto de equilíbrio do sistema até o ponto de colapso de tensão, ou os limites dos dispositivos de controle do sistema como os limites de tensão ou geração de potência reativa. Como a formulação do método de otimização inclui, na sua estrutura matemática, a função objetivo e restrições de igualdade e desigualdade, as margens de operação e os limites operacionais e físicos do sistema podem fazer parte dessa estrutura matemática. A estrutura da formulação básica do problema de otimização das margens de operação pode ser dada por (IRISARRI et al., 1997b):

$$Max. \quad \lambda$$

$$s.a.$$

$$F(x, \lambda) = 0 \quad (3.34)$$

$$x_{min} \leq x \leq x_{max} \quad (3.35)$$



onde  $F(x, \lambda) = 0$  representam as equações de balanço de potência do sistema,  $x$  é o vetor das variáveis de estado e  $\lambda$  o parâmetro de carga.

Como um dos objetivos desta tese é propor uma abordagem para a maximização da distancia ao colapso de tensão, que tenha como variável de controle o FP do parque eólico identificado pelo ranqueamento das sensibilidades, o primeiro passo deve consistir em adequar a formulação do problema de otimização ao caso de interesse particular da maximização da distancia ao colapso de tensão, com a condicionante de uma das variáveis de controle ser o FP do parque eólico.

A dificuldade do uso deste método são os problemas de convergência decorrente da não linearidade do sistema de equações do problema de otimização, o que exige o uso de técnicas para melhorar a convergência. Este método, abordando seus inconvenientes e técnicas de solução é detalhado no capítulo 5.

### 3.7 ANÁLISE DE SENSIBILIDADES

Por meio da análise de sensibilidades se podem obter informações sobre a evolução das variáveis do sistema ao redor do ponto de operação onde são calculadas. Este cálculo se baseia na linearização das equações do sistema, podendo se determinar as sensibilidades das variáveis em relação a qualquer parâmetro do sistema (GREENE; DOBSON; ALVARADO, 2002).

Especificamente, nos estudos de segurança da operação e estabilidade de tensão, a análise de sensibilidades é útil para conhecer a evolução de determinadas variáveis em relação a certos parâmetros, como o incremento de carga. Também, ter conhecimento de quais variáveis de controle afetam mais a margem de carregamento permitirá selecionar os controles mais adequados para melhorar as margens de operação do sistema. Visando fundamentar matematicamente a análise de sensibilidades, nesta seção é apresentada a sua modelagem geral proposta por (GREENE; DOBSON; ALVARADO, 1997) que relaciona a sensibilidade da variação do parâmetro de carga  $\lambda$  em relação a variação de qualquer parâmetro arbitrário.

Ainda que se tenham propostos formulações para sensibilidades variação do parâmetro de carga  $\lambda$  de primeira e segunda ordem em relação a qualquer parâmetro de controle, aqui se descreve a modelagem de primeira ordem em razão desta abordagem ser utilizada pela proposta desta tese no capítulo 4.

Para estudar a sensibilidade da variação do parâmetro de carga  $\lambda$  de primeira ordem em relação a qualquer parâmetro arbitrário  $p$ , considera-se que qualquer ponto de equilíbrio do sistema de potência deve satisfazer às equações de fluxo de carga dada por (3.6), que pode ser reformulada, conforme proposto por (GREENE; DOBSON; ALVARADO, 1997), de acordo a:

$$F(x, \lambda, p) = 0, \quad (3.36)$$

onde  $x$  é o vetor de variáveis de estado,  $\lambda$  o parâmetro de carga do sistema, e  $p$  um parâmetro



de controle arbitrário. Conforme descrito na seção 3.3.1, no ponto SNB (bifurcação Sela-nó), a matriz Jacobiana  $\nabla_x F$  é singular. Para o ponto de equilíbrio  $(x, \lambda, p)$  correspondente à SNB, existe um autovetor à esquerda  $\omega(x, \lambda, p)$  correspondente a um autovalor nulo de  $\nabla_x F$ , tal que:

$$\omega(x, \lambda, p) \nabla_x F = 0. \quad (3.37)$$

Os pontos  $(x, \lambda, p)$  que satisfazem (3.36) e (3.37) correspondem a bifurcações Sela-nó, e uma curva de tais pontos pode ser obtida variando  $p$  em torno a seu valor nominal  $p^*$ . Uma linearização desta curva em torno ao ponto de bifurcação  $(x^*, \lambda^*, p^*)$ , resulta em:

$$\left. \frac{\partial F}{\partial x} \right|_{x^*} \Delta x + \left. \frac{\partial F}{\partial \lambda} \right|_{\lambda^*} \Delta \lambda + \left. \frac{\partial F}{\partial p} \right|_{p^*} \Delta p = 0, \quad (3.38)$$

onde  $\left. \frac{\partial F}{\partial x} \right|_{x^*}$  representa as derivadas parciais de  $F(x, \lambda, p)$  em relação às variáveis de estado  $x$ , ou seja, a matriz Jacobiana das equações de fluxo de carga;  $\left. \frac{\partial F}{\partial \lambda} \right|_{\lambda^*}$  representa a derivada parcial de  $F(x, \lambda, p)$  em relação ao parâmetro de carga  $\lambda$ ; e  $\left. \frac{\partial F}{\partial p} \right|_{p^*}$  é a derivada parcial de  $F(x, \lambda, p)$  em relação ao parâmetro  $p$ . Sendo que  $(|_{x^*}, |_{\lambda^*} \text{ e } |_{p^*})$  indica que o ponto de equilíbrio é avaliado em  $(x^*, \lambda^*, p^*)$ .

Multiplicando (3.38) pelo autovetor à esquerda  $\omega(x^*, \lambda^*, p^*)$ , tem-se:

$$\omega(x^*, \lambda^*, p^*) \left. \frac{\partial F}{\partial x} \right|_{x^*} \Delta x + \omega(x^*, \lambda^*, p^*) \left. \frac{\partial F}{\partial \lambda} \right|_{\lambda^*} \Delta \lambda + \omega(x^*, \lambda^*, p^*) \left. \frac{\partial F}{\partial p} \right|_{p^*} \Delta p = 0, \quad (3.39)$$

onde, devido a (3.37), o termo  $\omega(x^*, \lambda^*, p^*) \left. \frac{\partial F}{\partial x} \right|_{x^*} \Delta x$  é nulo. Portanto, (3.39) pode ser dada como:

$$\omega(x^*, \lambda^*, p^*) \left. \frac{\partial F}{\partial \lambda} \right|_{\lambda^*} \Delta \lambda + \omega(x^*, \lambda^*, p^*) \left. \frac{\partial F}{\partial p} \right|_{p^*} \Delta p = 0. \quad (3.40)$$

A equação (3.40) pode ser interpretada como uma afirmação de que  $(\omega(\cdot) \left. \frac{\partial F}{\partial \lambda} \right|_{\lambda^*}, \omega(\cdot) \left. \frac{\partial F}{\partial p} \right|_{p^*})$  é o vetor normal, em  $(\lambda^*, p^*)$ , ao conjunto de pontos de bifurcações de carregamentos do sistema e espaço de parâmetros (DOBSON; LU, 1992a). Reorganizando os termos de (3.40), se obtêm uma formulação que relaciona a variação do parâmetro de carga  $\Delta \lambda$  com a variação do parâmetro de controle arbitrário  $\Delta p$ , como segue:

$$\frac{\Delta \lambda}{\Delta p} = - \frac{\omega(x^*, \lambda^*, p^*) \left. \frac{\partial F}{\partial p} \right|_{p^*}}{\omega(x^*, \lambda^*, p^*) \left. \frac{\partial F}{\partial \lambda} \right|_{\lambda^*}}. \quad (3.41)$$

Como um dos objetivos desta tese é propor uma estratégia de controle preventivo de tensão baseado no ranqueamento dos índices de sensibilidade da variação da MC em relação à variação de um parâmetro arbitrário específico que é o fator de potência dos parques eólicos, o desenvolvimento das formulações da aplicação desta abordagem de análise são detalhadas no capítulo 4.

### 3.8 O CONTROLE DE TENSÃO NO SEP E POI DOS PARQUES EÓLICOS

Nesta seção se revisam, concisamente, os aspectos técnicos do controle de tensão, destacando sua importância na estabilidade de tensão do SEP por meio do controle de geração de potência reativa a partir de equipamentos e dispositivos que são operados tanto no nível de média como alta tensão. É considerada a premissa do desacoplamento do controle da tensão das barras, que é um problema de potência reativa, do controle da frequência do sistema elétrico, que é problema de potência ativa. Também se apresentam nesta seção as pesquisas mais importantes que abordam o controle de tensão dos aerogeradores e dos parques eólicos visando o controle de tensão nos seus POIs onde se acoplam ao SEP.

Para garantir o funcionamento físico de um sistema elétrico e manter todas suas variáveis de estado e controle dentro de suas margens admissíveis em tempo real, devem ser realizados o controle de frequência e o controle de tensão. No caso do Brasil, como descrito na seção 1.1, estes controles são gerenciados pelo ONS e, em determinados casos, em conjunto com os demais agentes do SIN. Como o controle de tensão de um sistema elétrico tem certa complexidade, sua gestão pode ser baseada em regras que são seguidas pelos operadores ou por estratégias de controle automático.

Esta gestão inclui um intercâmbio de informações entre os integrantes do SEP para coordenar, controlar e supervisionar todas as atividades e cumprir os compromissos assumidos pelos agentes que compõem um SEP. Esta gestão, hoje em dia, se apoia no uso das tecnologias de informação e comunicação e, principalmente, numa estrutura apropriada de centros de controle de operação conforme aprofundadas nas referências (MOSLEHI et al., 2004), (TOMSOVIC et al., 2005) e (WU; MOSLEHI; BOSE, 2005).

Nos atuais modelos de gestão dos sistemas elétricos, mais influenciado pelas regras de mercado e concorrência, e com uma regulamentação que permite tanto a geração e consumo em escala em distintos pontos e com grandes distâncias entre si, além das exigências de qualidade de fornecimento por parte dos usuários e entes reguladores, o controle de tensão vem se tornando uma atividade crítica na gestão do sistema.

Diferentemente do controle de frequência, o controle de tensão tem uma complexidade maior devido a que não existe um sinal de controle global para o sistema. Como há uma dependência da potência reativa na barra ou nas barras adjacentes onde se controla a tensão, são diversos os meios adotados pelos operadores do SEP para seu controle, e no caso particular de unidades geradoras acopladas às redes de distribuição com baixa carga, estes podem causar problemas de sobretensão. Tradicionalmente, esses problemas de sobretensão foram atenuados por métodos passivos, como o reforço da rede (KULMALA; REPO; JÄRVENTAUSTA, 2014) que propõe a coordenação de ações de controle e otimização dos recursos visando reduzir os custos da atenuação da sobretensão. O controle de tensão em toda a extensão do SEP exige equipamentos apropriados tanto para os níveis de média como alta tensão.

### 3.8.1 Equipamentos para o controle de tensão

O principal equipamento num SEP é o gerador síncrono, que pode fornecer ou absorver uma quantidade significativa de potência reativa. O Regulador Automático de Tensão (RAT ou AVR) controla a excitação do gerador para manter a tensão do estator num valor predeterminado (CORSI, 2015). Como a prioridade deste controle é a tensão do gerador em seu nível de barramento de média ou baixa tensão, não se usam todos os recursos de potência reativa do gerador para atender as necessidades de controle de tensão dos barramentos de alta tensão. Os equipamentos de compensação, que geralmente são instalados nas subestações, também contribuem para o suporte à tensão do sistema. Estes equipamentos podem ser categorizados como segue:

- Fontes ou cargas de potência reativa: capacitores de derivação, reatores de derivação, compensadores síncronos e compensadores estáticos.
- Equipamentos que fornecem compensação da reatância indutiva de linha: capacitores em série fixos ou comutados.
- Equipamentos que proporcionam controle de tensão: transformadores e autotransformadores com taps de regulação automática sob carga.

Para melhorar a gestão da capacidade operativa da potência reativa do sistema são utilizados os dispositivos que compõem o denominado Sistema de Transmissão em Corrente Alternada Flexível (*Flexible AC Transmission System* - FACTS), que visam a prevenção de instabilidade de tensão e, portanto, o colapso de tensão. Estes dispositivos, que incluem os compensadores estáticos de reativos, como fontes de potência reativa que podem dar suporte de tensão às barras onde estão conectados ou nas adjacências, podem ser classificados conforme segue:

- *Static VAR compensator* (SVC): tem a finalidade de manter a tensão por meio da operação eletrônica de inclusão/exclusão de seus reatores ou capacitores de derivação, conseguindo uma variação contínua de potência reativa.
- *Static compensator* (STATCOM): é um gerador síncrono estático (SSG) com características semelhantes de um compensador síncrono, mas com desempenho mais eficiente e econômico devido à sua eletrônica de potência. Testes comparativos de desempenhos dos dispositivos FACTS realizados por (KAMARPOSHI; ALINEZHAD, 2010) indicam que, quando se tem um crescimento contínuo da carga no sistema, o efeito do STATCOM na melhoria da tensão é mais adequado que o SVC, em razão a que quando o limite operativo do SVC é atingido, este se comporta exatamente como um capacitor de derivação fixo sem a flexibilidade de ajuste.

- *Unified power flow controller* (UPFC): tem a finalidade de controlar a diferença angular entre barras incorporando um compensador síncrono estático em série (SSSC), como elemento em série na linha de transmissão, e um STATCOM como elemento shunt.

Simulações realizadas e discutidas em (KAMARPOSHI; ALINEZHAD, 2010), que visam o estudo do impacto na melhoria da margem de estabilidade estática de tensão, mostram como os dispositivos SVC e STATCOM contribuem na melhoria da tensão, na melhoria da capacidade de transmissão e no incremento na MC do sistema. Por outro lado, (HASSAN; OSMAN; LASHEEN, 2014) propõe um método para o dimensionamento do dispositivo STATCOM para aprimorar estabilidade de tensão para casos operação normal e casos de contingências no SEP.

O controle de tensão tem como objetivos: a segurança do sistema, ou seja manter a capacidade de fornecimento mesmo em caso de contingências; manter a qualidade de fornecimento, que implica em manter o nível de tensão dentro dos limites permitidos; e operar de forma econômica o sistema, que visa o despacho ótimo com redução de perdas. Alcançar simultaneamente estes objetivos, que podem ser contraditórios entre si, é uma tarefa que exige tomada de decisões e atuações no sistema com horizontes temporais adequados, razão pela qual se tem uma estrutura hierárquica para o controle de tensão.

### 3.8.2 Estrutura hierárquica para o controle de tensão

A divisão em horizontes temporais apropriados visa evitar as interações entre os distintos controles presentes no sistema, de tal forma que cada controle atue num horizonte temporal distinto dos demais para evitar as oscilações e instabilidades (CORSI, 2015). Por tal razão, as atuações dos controles de tensão são organizados em níveis hierárquicos denominado Sistema de Controle Hierárquico de Tensão (HVCS) e discriminados nos três níveis seguintes.

- **Controle primário.** Geralmente, neste nível, o controle é feito de forma automática, visando manter fixa a tensão ou geração de potência reativa. O controle primário tem a finalidade básica de manter a tensão fixa num determinado ponto do sistema por meio dos dispositivos de controle da geração ou regulação de potência reativa. É um tipo de controle de nível local e seu tempo de atuação está na faixa de 100 milissegundos a alguns segundos. Se utilizam os seguintes equipamentos:
  - Geradores ou compensadores síncronos que possuam RAT.
  - Banco de capacitores ou banco de reatores com conexão e desconexão automática.
  - Transformadores e autotransformadores com taps de regulação automática sob carga.
  - SVCs
- **Controle secundário.** Este controle, denominada *Secondary Voltage Regulation* (SVR), é geralmente efetuado a nível de áreas de uma região do SEP, cujo diagrama de blocos

e esquema de funcionamento está detalhado em (CORSI, 2015), tem como finalidade a coordenação dos recursos do controle primário, pertencentes a cada área, para garantir a segurança do sistema e o fornecimento para variações da demanda e eventuais contingências. Este tipo de controle tem um tempo de atuação que vai de um a vários minutos, em função da estratégia de controle adotada para a região. Para evitar o acoplamento temporal entre este e os demais controles, e se produza oscilações indesejadas no sistema, devem se ajustar adequadamente as constantes de tempo dos controladores dos sistemas de controle dos dispositivos que atuam nos controles primário, secundário e, se houver, o terciário.

Há duas metodologias para o controle secundário. O controle manual, mais usual em todos os sistemas, é realizado pelo operadores que, supervisionando os parâmetros fundamentais da rede, determinam as atuações preventivas ou corretivas para controlar a tensão. Outra metodologia que vem sendo adotada em países da Europa, como Itália, Espanha e França, e também no Brasil, é o controle automático similar ao Controle Automático de Geração (CAG) (SULLIGOI; CHIANDONE; ARCIDIACONO, 2011), (SANCHA et al., 1996) e (CORSI, 2015). Os esquemas dos controles secundário atualmente utilizados em vários países da Europa e do Brasil estão detalhados em (CORSI, 2015), destacando as diferenças entre tais esquemas.

- **Controle terciário.** Este controle, denominada *Tertiary Voltage Regulation* (TVR), visa o controle global das tensões no SEP. Tem como objetivo a coordenação em tempo real dos distintos controladores das SVRs descentralizadas, para otimizar o funcionamento econômico e técnico do SEP. Seu tempo de atuação deverá estar entre 5 e 15 minutos para evitar interações com o controle secundário. (TOMIN et al., 2017) propõe uma abordagem com algoritmos de aprendizagem de máquina para o controle de tensão em tempo real, que poderia ser classificado como um tipo de controle terciário.

As primeiras pesquisas para a aplicação preventiva do Sistema de Controle Hierárquico de Tensão (HVCS) na rede de Extra Alta Tensão (EHV) do SIN foram na década de 1.990, cujos resultados foram documentados em (TARANTO et al., 2000), referência que apresentou os estudos da implementação da SVR na área do SIN denominada Rio que faz parte do subsistema Sudeste, com ênfase no controle de tensão por meio de geradores e compensadores síncronos.

Uma metodologia combinada de controles secundário e terciário de tensão (SVR + TVR) com base em FPOs em tempo real para atualizar periodicamente os pontos de ajuste dos RATs dos geradores, foi proposta por (HU; CAÑIZARES; LIU, 2010). Esta abordagem visa minimizar as perdas de potência ativa e aumentar a MC do sistema. Por outro lado, (SARMIN et al., 2013) propõe uma estratégia de controle de tensão coordenando a ação dos dispositivos de equipamentos convencionais de controle de tensão e a potência reativa da geração a partir fontes renováveis.

### 3.8.3 Controle de tensão hierárquico de parques eólicos

Para manter as tensões das barras na rede elétrica dentro de faixas permitidas, a potência reativa deve ser fornecida pelo gerador ou pela unidade de compensação de potência reativa mais próxima da barra aplicável. Há um interesse crescente em tecnologias avançadas para o controle tanto de aerogeradores como de parques eólicos para fornecer potências ativa e reativa à rede elétrica devido ao aumento da participação da geração eólica na matriz de geração em muitos países. Dentre as distintas tecnologias de aerogeradores, conforme descrito na seção 2.1, o DFIG têm sido amplamente utilizado devido à sua capacidade de atender aos requisitos de controle sem dispositivos adicionais (LISERRE et al., 2011) e (BYEON; PARK; JANG, 2010).

Recentemente, devido ao crescente uso da geração eólica, os operadores dos sistemas elétricos em muitos países incluíram em suas regulamentações requisitos técnicos adicionais para o controle de tensão nos POIs onde se acoplam grandes parques eólicos (TSILI; PAPATHANASSIOU, 2009). Para cumprir com esses requisitos, é recomendado o controle hierárquico de parques eólicos em vez de seu controle distribuído sem hierarquia (MARTÍNEZ et al., 2011) e (HANSEN et al., 2006). Normalmente, esta estrutura hierárquica de controle de tensão da geração eólica consiste em dois níveis: o controle do parque eólico e o controle do aerogerador. Este último, mantém a tensão terminal do aerogerador, enquanto o primeiro mantém a tensão no POI do parque eólico ao SEP. Os controles do parque eólico e do aerogerador podem ser operados tanto no modo de controle de tensão como no modo de controle de potência reativa, dependendo do objetivo do controle (ALMEIDA; CASTRONUOVO; LOPES, 2006).

Há várias pesquisas sobre o controle hierárquico de tensão dos parques eólicos, dentre as quais se destacam (MOURSI; JOOS; ABBEY, 2008), (HANSEN et al., 2006), (ERLICH; BACHMANN, 2005) e (ALMEIDA; CASTRONUOVO; LOPES, 2006). Especificamente, (MOURSI; JOOS; ABBEY, 2008) propõe o nível hierárquico controle secundário de tensão (SVR) como estratégia de controle de tensão no POI a partir de um parque eólico com aerogeradores DFIG. (ALMEIDA; CASTRONUOVO; LOPES, 2006) e (HANSEN et al., 2006) propõem modo de controle de potência reativa tanto para o controle de aerogeradores quanto para o controle de parques eólicos baseados em DFIG. Sendo que o trabalho detalhado em (HANSEN et al., 2006), mostra como o sistema de controle de um parque eólico com aerogeradores DFIG envia sinais de referência de potência reativa proporcional à capacidade de geração de potência reativa de cada aerogerador, e cada aerogerador responde informando a disponibilidade de potência. (ALMEIDA; CASTRONUOVO; LOPES, 2006) propõe o uso do algoritmo de otimização preditor corretor, via método dos pontos interiores, como estratégia para o despacho ótimo de potências ativa e reativa de cada aerogerador DFIG de um parque eólico. Nesta abordagem de controle, os aerogeradores devem estar operando sobre sua curva de MPPT e responderão a um controle supervisor dos parques eólicos após uma solicitação do operador de sistema para ajustar as potências de saídas do parque eólico.

Por outra lado, (FORTMANN; ERLICH, 2012) e (FORTMANN; WILCH; KOCH, 2008)



propõem o modo de controle de tensão tanto para os aerogeradores como para o parque eólico. Particularmente, (FORTMANN; ERLICH, 2012) propõe o controle de tensão por meio do sistema de controle do parque eólico que utiliza a curva QV (potência reativa vs. tensão) do parque eólico para gerar o sinal de referência de tensão para cada aerogerador do parque. Em contraste, (FORTMANN; WILCH; KOCH, 2008) propõe e detalha a abordagem de controle de tensão usando a curva QV de um aerogerador DFIG, sugerindo que é capaz de fornecer melhor desempenho em termos de suporte de tensão do que o descrito em (FORTMANN; ERLICH, 2012). No entanto, estas duas abordagens de controle de tensão usam a curva QV fixa com base na potência nominal, independentemente da capacidade de potência reativa, e, portanto, sua potência reativa disponível não pode ser totalmente injetada (USMAN et al., 2016).

Para superar tal limitação das duas abordagens anteriores, (USMAN et al., 2016) propõe outro esquema de controle de tensão para parques eólicos também baseados em DFIG. No esquema proposto, uma estratégia que modifica o ganho dos controladores do sistema de controle dos aerogeradores DFIG, que é detalhada no trabalho, visa melhorar a capacidade de injeção de potência reativa dos parques eólicos para garantir a estabilidade de tensão do sistema elétrico nas vizinhanças do POI quando da ocorrência de perturbações. Para esta finalidade o parque eólico, que deve operar no modo de controle de tensão, envia o sinal de comando para os aerogeradores DFIGs com base na diferença de tensão no POI.

Um dos objetivos desta pesquisa de tese é a melhoria da MC mas, diferentemente do proposto por (HU; CAÑIZARES; LIU, 2010) que visa usar a SVR e a TVR, por meio ajuste do fator de potência de parques eólicos a serem selecionadas pelo ranqueamento do índice de sensibilidades. O nível hierárquico de controle poderá ser tanto o Controle Primário como o SVR, mas que possibilite o modo de operação de Controle de Fator de Potência do parque eólico. Conforme descrito na seção 2.5 e nesta seção, atualmente os parques eólicos já operam nos modos de Controle de Tensão e Controle de Potência Reativa, previstos tanto para o Controle Primário de Tensão como o SVR.

Assim, tendo sido descritos os fundamentos da operação, modelada a geração eólica, abordada a estabilidade de tensão, detalhando-se a modelagem matemática dos índices utilizados para seu estudo, no próximo capítulo se implementa um dos objetivos desta tese com a formulação matemática da sensibilidade da MC ao FP do parque eólico.

## 4 PROPOSTA DO ÍNDICE DE SENSIBILIDADE DA MC AO FATOR DE POTÊNCIA DOS PARQUES EÓLICOS

Neste capítulo se desenvolve analiticamente um índice da sensibilidade da variação da MC em relação à variação do fator de potência de cada parque eólico conectado ao sistema. Ao final do capítulo são apresentados os resultados das simulações da sua implementação computacional, visando que tais resultados possam auxiliar na determinação de ações de controle preventivo de tensão do SEP.

Este capítulo se divide em três seções. Na seção 4.1 é desenvolvida a formulação do fator de potência modificado aproximado a ser utilizado na formulação da sensibilidade. Na seção 4.2 são detalhados os equacionamentos para a formulação do índice de sensibilidade da variação da MC ao FP do parque eólico. Na seção 4.3 são apresentados os resultados da implementação computacional do índice de sensibilidade a partir de simulações feitas com o sistema teste de 56 barras que representa parte do subsistema NE do SIN. Estes resultados são utilizados para propor ações de controle preventivo de tensão visando contribuir na estabilidade estática de tensão.

A sensibilidade da MC em relação a qualquer parâmetro ou variável de controle do SEP, estimada por cálculos lineares e quadráticos, inicialmente abordada por (GREENE; DOBSON; ALVARADO, 1997), propõe que tais estimativas sejam usadas para avaliar rapidamente a efetividade de várias ações de controle para aumentar a MC. Essas estimativas indicam as variações aproximadas na MC em relação a alterações em cada parâmetro ou variável de controle, exigindo o cálculo do ponto SNB para o caso base<sup>1</sup>. Embora as equações diferenciais sejam a abordagem apropriada para estudar o colapso de tensão como consequência da SNB, é possível e é vantajoso calcular a MC e suas sensibilidades usando equações estáticas (DOBSON, 1994).

Portanto, a formulação desenvolvida nesta tese deriva da teoria das bifurcações, apresentada na seção 3.3, e é baseada na abordagem para estimar a sensibilidade da variação da MC em relação a um parâmetro específico de interesse, que é o fator de potência de um parque eólico acoplado ao SEP, abordagem introduzida na seção 3.7. Para formular a sensibilidade da MC ao FP do parque eólico, é necessário, primeiramente, formular o fator de potência modificado aproximado que é proposto por esta tese.

---

<sup>1</sup> O caso base, como descrito na seção 3.4, indica o estado de operação atual do sistema, para o qual se estudam ações para aumentar a margem de carregamento.



#### 4.1 FATOR DE POTÊNCIA MODIFICADO APROXIMADO

O fator de potência convencional  $FP_i$  para a  $i$ -ésima barra geradora é equacionado por:

$$FP_i \triangleq \frac{P_{G_i}}{S_{G_i}} \triangleq \frac{P_{G_i}}{\sqrt{P_{G_i}^2 + Q_{G_i}^2}}, \quad (4.1)$$

onde  $P_{G_i}$  e  $Q_{G_i}$  são as potências ativa e reativa geradas, respectivamente, na  $i$ -ésima barra.

Um problema com a definição dada por (4.1) é que ela não fornece um dado importante que é o sinal da potência reativa. Para incluir o sinal da potência reativa visando determinar se o parque está no modo capacitivo ou indutivo, o fator de potência pode ser redefinido da seguinte forma (CIMINO; PAGILLA, 2016):

$$\hat{FP}_i \triangleq \text{sin}al(Q_{G_i}) \frac{P_{G_i}}{\sqrt{P_{G_i}^2 + Q_{G_i}^2}}, \quad (4.2)$$

em que

$$\text{sin}al(Q_{G_i}) = \begin{cases} 1, & Q_{G_i} \geq 0 \\ -1, & Q_{G_i} < 0 \end{cases}. \quad (4.3)$$

Mesmo que o fator de potência redefinido por (4.2) permita determinar se o parque eólico está fornecendo ou absorvendo potência reativa, o mesmo incorporou uma descontinuidade dada pela função *sin*al quando  $Q_{G_i} = 0$ . Para eliminar tal descontinuidade, (CIMINO; PAGILLA, 2016) ainda propõe o fator de potência modificado, dado pela seguinte formulação:

$$\bar{FP}_i = FP_i \text{sin}al(Q_{G_i}) + (1 - \text{sin}al(Q_{G_i})). \quad (4.4)$$

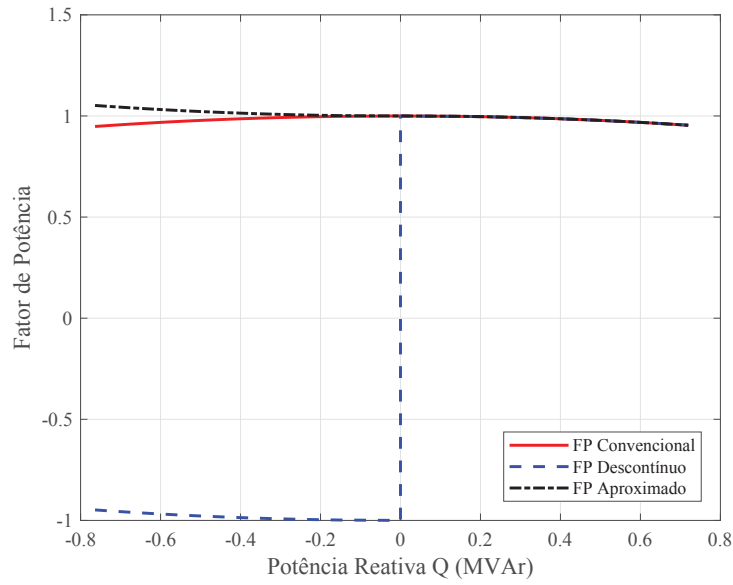
A função *sin*al dada por (4.3) e incorporada em (4.4) pode ser substituída por uma função contínua aproximada. Entre as várias formulações propostas em (TARCHALA, 2011), que estão detalhados no Apêndice A nas equações (A.5) a (A.9), a que melhor se ajusta ao contorno da função dada por (4.3) é a função sigmóide  $\text{sin}al(Q_{G_i}) = \tanh(Q_{G_i}/\varepsilon)$ , com o parâmetro  $\varepsilon$  definido entre 0,0012 e 0,015 (em função da potência do parque eólico), onde  $\tanh(\cdot)$  é a função tangente hiperbólica. Portanto, na modelagem do índice de sensibilidade, a função sigmóide  $\tanh(Q_{G_i}/\varepsilon)$  é adotada como uma aproximação da função *sin*al. Assim, o fator de potência modificado aproximado,  $\tilde{FP}_i$ , é formulado como segue:

$$\tilde{FP}_i = FP_i \tanh(Q_{G_i}/\varepsilon) + (1 - \tanh(Q_{G_i}/\varepsilon)), \quad (4.5)$$

sendo  $\tilde{FP}_i$  monotonicamente decrescente e suave em relação à variável  $Q_{G_i}$ .

O gráfico na FIGURA 21 destaca as diferenças no ponto de descontinuidade,  $Q_{G_i} = 0$ , entre o fator de potência descontínuo dado por (4.2), o fator de potência convencional dado por (4.1) e o fator de potência modificado aproximado dado por (4.5), com  $\varepsilon$  ajustado em 0,0025, que

FIGURA 21 – FPs Descontínuo, Aproximado e Convencional



FONTE: (O autor, 2019)

é o valor apropriado para a faixa de FPs entre 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo, faixa permitida para a operação dos aerogeradores dos parques eólicos que são usados nas simulações.

O gráfico na FIGURA 22 destaca a monotonia da função do fator de potência modificado aproximado,  $\tilde{F}P_i$ , em relação a  $Q_{G_i}$ , ou seja, o fator de potência modificado aproximado é uma função decrescente e continua em relação à potência reativa, além de mostrar que não há descontinuidade quando a potência reativa é nula. Devido a estas características, é adotado o fator de potência modificado aproximado na formulação da sensibilidade.

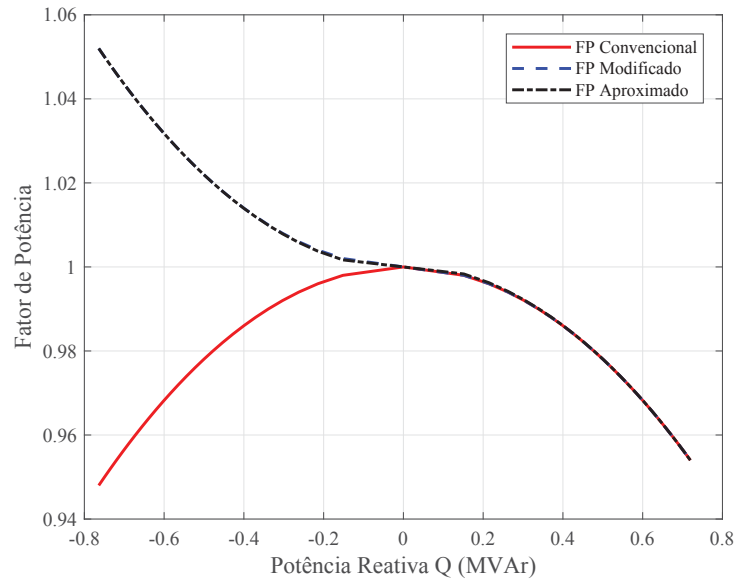
O gráfico na FIGURA 22 também mostra as diferenças pouco significativas entre as curvas da função do fator de potência modificado aproximado e a função do fator de potência modificado, curvas que praticamente se sobrepõem para a faixa de fatores de potência de 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo, que corresponde à faixa de valores do fator de potência modificado aproximado de 1,05 a 0,95, respectivamente. Assim, se comprova também que para a faixa de fatores de potência 0,95 indutivo a 1,0, o fator de potência modificado aproximado está na faixa de 1,05 a 1,0. No entanto, para a faixa de fatores de potência 1,0 a 0,95 capacitivo, o fator de potência modificado aproximado tem esses mesmos valores.

#### 4.2 FORMULAÇÃO DA SENSIBILIDADE DA MC AO FATOR DE POTÊNCIA DO PARQUE EÓLICO

Considerando que  $P_G$  e  $Q_G$  são vetores com as potências ativa e reativa geradas, e  $P_L$  e  $Q_L$  os vetores com as demandas ativa e reativa, respectivamente, é possível escrever as equações de balanço de potência como segue:

$$P_G - P_L = f(x) \quad (4.6)$$

FIGURA 22 – FPs Modificado, Aproximado e Convencional



FONTE: (O autor, 2019)

e

$$Q_G - Q_L = g(x), \quad (4.7)$$

onde os termos  $f(x)$  e  $g(x)$  são vetores de potências ativa e reativa injetadas nas barras, em função do estado  $x$ . Incluindo o parâmetro de incremento de carga,  $\lambda$ , em termos das cargas ativa e reativa, conforme (3.1)<sup>2</sup> e (3.2) se pode formular que:

$$P_L = P_{L_0} + (\lambda - 1)P_{L_0} \quad (4.8)$$

e

$$Q_L = Q_{L_0} + (\lambda - 1)Q_{L_0}, \quad (4.9)$$

onde  $P_{L_0}$  e  $Q_{L_0}$  são as cargas ativa e reativa para o caso base, respectivamente. Fazendo as devidas substituições de (4.8)-(4.9) em (4.6)-(4.7), é possível escrever:

$$P_G - (P_{L_0} + (\lambda - 1)P_{L_0}) - f(x) = 0 \quad (4.10)$$

e

$$Q_G - (Q_{L_0} + (\lambda - 1)Q_{L_0}) - g(x) = 0. \quad (4.11)$$

O conjunto de equações (4.10) e (4.11) pode ser escrito de forma compacta como:

$$F(x, \lambda, P_G, Q_G) = 0, \quad (4.12)$$

cujos desenvolvimentos da formulação detalhada estão no Apêndice A nas equações (A.13) a (A.17).

<sup>2</sup> Para os propósitos desta tese, as direções de crescimento da demanda e geração são determinadas pelo caso base, ou seja os vetores  $K_P$ ,  $K_Q$  e  $K_G$ , de (3.1) e (3.2) são de módulos unitários.

Aplicando (4.12) à  $i$ -ésima barra na qual se encontra o parque eólico de interesse para avaliar a sensibilidade, se pode escrever que:

$$F(x, \lambda, P_{G_i}, Q_{G_i}) = 0. \quad (4.13)$$

Ainda, leva-se em conta que no PMC,  $X = (x^*, \lambda_{crit}, P_{G_{0i}}, Q_{G_{0i}})$ , sendo  $P_{G_{0i}}$  e  $Q_{G_{0i}}$  as gerações ativa e reativa deste parque eólico para o caso base, e considera-se também que apenas usinas convencionais, que não incluem nenhum dos parques eólicos, estejam participando do redespacho adicional de potências. Então, é possível obter uma aproximação de primeira ordem de (4.13) a partir da sua expansão em Séries de Taylor em relação ao ponto  $X$ , conforme segue:

$$\left. \frac{\partial F(\cdot)}{\partial x} \right|_X \Delta x + \left. \frac{\partial F(\cdot)}{\partial \lambda} \right|_X \Delta \lambda + \left. \frac{\partial F(\cdot)}{\partial P_{G_i}} \right|_X \Delta P_{G_i} + \left. \frac{\partial F(\cdot)}{\partial Q_{G_i}} \right|_X \Delta Q_{G_i} = 0, \quad (4.14)$$

que pode ser representada vetorialmente como:

$$\left[ \begin{array}{cccc} \frac{\partial F(\cdot)}{\partial x} & \frac{\partial F(\cdot)}{\partial \lambda} & \frac{\partial F(\cdot)}{\partial P_{G_i}} & \frac{\partial F(\cdot)}{\partial Q_{G_i}} \end{array} \right] \bigg|_X \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta P_{G_i} \\ \Delta Q_{G_i} \end{bmatrix} = 0, \quad (4.15)$$

onde  $\frac{\partial F(\cdot)}{\partial x}$  representa as derivadas parciais de  $F(\cdot)$  em relação às variáveis de estado  $x$ ;  $\frac{\partial F(\cdot)}{\partial \lambda}$  representa a derivada parcial de  $F(\cdot)$  em relação ao parâmetro de incremento de carga  $\lambda$ ; e  $\frac{\partial F(\cdot)}{\partial P_{G_i}}$  e  $\frac{\partial F(\cdot)}{\partial Q_{G_i}}$  as derivadas parciais de  $F(\cdot)$  em relação às gerações de potência ativa e reativa, respectivamente, do parque eólico de interesse. Sendo que  $|_X$  indica que as derivadas parciais são calculadas no ponto de equilíbrio  $(x^*, \lambda_{crit}, P_{G_{0i}}, Q_{G_{0i}})$ . Também,  $\Delta x$ ,  $\Delta \lambda$ ,  $\Delta P_{G_i}$  e  $\Delta Q_{G_i}$ , são as variações das variáveis de estado, do incremento no carregamento, da potência ativa gerada e da potência reativa gerada pelo parque eólico, respectivamente, em torno ao ponto de equilíbrio  $X$ , e que correspondem aos termos de primeira ordem da expansão em Séries de Taylor de  $F(\cdot)$ .

Para desenvolver cada um dos termos das derivadas parciais de (4.14), se devem levar em conta as equações (A.15) a (A.26) detalhadas no Apêndice A. Para o primeiro termo  $\frac{\partial F(\cdot)}{\partial x}$ , se formula como segue:

$$\frac{\partial F(\cdot)}{\partial x} = T_1 J_x \quad (4.16)$$

sendo  $T_1$  dado por:

$$T_1 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & & & & & & \\ 0 & \ddots & 0 & \dots & & & & & \\ \vdots & 0 & \frac{1}{P_{G_i}} & 0 & \dots & & & & \\ & \vdots & 0 & \ddots & 0 & \dots & & & \\ & & \vdots & 0 & 1 & 0 & \dots & & \\ & & & \vdots & 0 & 1 & 0 & \dots & \\ & & & & \vdots & 0 & \ddots & 0 & \dots \\ & & & & & \vdots & 0 & \frac{1}{Q_{G_i}} & 0 & \dots \\ & & & & & & \vdots & 0 & \ddots & 0 \\ & & & & & & & \vdots & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

e  $J_x$  dado por:

$$J_x = \begin{bmatrix} -\frac{\partial f_1(x)}{\partial x} \\ \vdots \\ -\frac{\partial f_i(x)}{\partial x} \\ \vdots \\ -\frac{\partial f_{N_B}(x)}{\partial x} \\ -\frac{\partial g_1(x)}{\partial x} \\ \vdots \\ -\frac{\partial g_i(x)}{\partial x} \\ \vdots \\ -\frac{\partial g_{N_B}(x)}{\partial x} \end{bmatrix}, \quad (4.18)$$

onde  $(f_1, \dots, f_i, \dots, f_{N_B})$  e  $(g_1, \dots, g_i, \dots, g_{N_B})$  são as potências ativa e reativa, respectivamente, injetadas em cada uma das barras  $(1, 2, \dots, i, \dots, N_B)$  do sistema e em função do estado  $x$ , sendo  $i$  a barra onde se avalia o parque eólico de interesse, e  $N_B$  o número total de barras.

Portanto,  $\frac{\partial F(\cdot)}{\partial x}$  resulta em:

$$\frac{\partial F(\cdot)}{\partial x} = \begin{bmatrix} -\frac{\partial f_1(x)}{\partial x} \\ \vdots \\ -\frac{1}{P_{G_i}} \frac{\partial f_i(x)}{\partial x} \\ \vdots \\ -\frac{\partial f_{N_B}(x)}{\partial x} \\ -\frac{\partial g_1(x)}{\partial x} \\ \vdots \\ -\frac{1}{Q_{G_i}} \frac{\partial g_i(x)}{\partial x} \\ \vdots \\ -\frac{\partial g_{N_B}(x)}{\partial x} \end{bmatrix}. \quad (4.19)$$

Analogamente, para o segundo, terceiro e quarto termos de (4.14),  $\frac{\partial F(\cdot)}{\partial \lambda}$ ,  $\frac{\partial F(\cdot)}{\partial P_{G_i}}$  e  $\frac{\partial F(\cdot)}{\partial Q_{G_i}}$ , respectivamente, também levando em conta (A.15) a (A.26) detalhadas no Apêndice A, se pode formular como segue:

$$\frac{\partial F(\cdot)}{\partial \lambda} = T_2, \quad \frac{\partial F(\cdot)}{\partial P_{G_i}} = T_3 \quad e \quad \frac{\partial F(\cdot)}{\partial Q_{G_i}} = T_4, \quad (4.20)$$

sendo  $T_2$ ,  $T_3$  e  $T_4$  dados, respectivamente, por:

$$T_2 = \begin{bmatrix} -P_{L_{01}} \\ \vdots \\ -\frac{P_{L_{0i}}}{P_{G_i}} \\ \vdots \\ -P_{L_{0NB}} \\ -Q_{L_{01}} \\ \vdots \\ -\frac{Q_{L_{0i}}}{Q_{G_i}} \\ \vdots \\ -Q_{L_{0NB}} \end{bmatrix} \quad T_3 = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ \frac{[P_{L_{0i}} + (\lambda - 1)P_{L_{0i}}]}{P_{G_i}^2} + \frac{f_i(x)}{P_{G_i}^2} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \end{bmatrix} \quad T_4 = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ \frac{[Q_{L_{0i}} + (\lambda - 1)Q_{L_{0i}}]}{Q_{G_i}^2} + \frac{g_i(x)}{Q_{G_i}^2} \\ 0 \\ \vdots \end{bmatrix}. \quad (4.21)$$

Portanto, (4.14) pode ser representada por:

$$T_1 J_x \Big|_X \Delta x + T_2 \Big|_X \Delta \lambda + T_3 \Big|_X \Delta P_{G_i} + T_4 \Big|_X \Delta Q_{G_i} = 0. \quad (4.22)$$

Multiplicando (4.22) pelo inverso da matriz  $T_1$ , tem-se:

$$J_x \Big|_X \Delta x + T^{-1} T_2 \Big|_X \Delta \lambda + T^{-1} T_3 \Big|_X \Delta P_{G_i} + T^{-1} T_4 \Big|_X \Delta Q_{G_i} = 0. \quad (4.23)$$

Como no PMC, onde  $X = (x^*, \lambda_{crit}, P_{G_{0i}}, Q_{G_{0i}})$ , a matriz  $J_x \Big|_X$  é singular, ou seja, possui ao menos um autovalor nulo, e considerando  $\omega$  como sendo o autovetor associado ao autovalor nulo, então se tem que  $\omega^T J_x \Big|_X = 0$ .

Assim, multiplicando (4.23) por  $\omega^T$ , se obtêm:

$$\omega^T J_x \Big|_X \Delta x + \omega^T T_1^{-1} T_2 \Big|_X \Delta \lambda + \omega^T T_1^{-1} T_3 \Big|_X \Delta P_{G_i} + \omega^T T_1^{-1} T_4 \Big|_X \Delta Q_{G_i} = 0, \quad (4.24)$$

que resulta em:

$$\omega^T T_1^{-1} T_2 \Big|_X \Delta \lambda + \omega^T T_1^{-1} T_3 \Big|_X \Delta P_{G_i} + \omega^T T_1^{-1} T_4 \Big|_X \Delta Q_{G_i} = 0. \quad (4.25)$$

A equação (4.25) fornece uma relação entre a variação do incremento no carregamento  $\Delta \lambda$  do SEP e as variações na geração de potência ativa  $\Delta P_{G_i}$  e a geração de potência reativa  $\Delta Q_{G_i}$ , na  $i$ -ésima barra, para o PMC.

Esta relação pode ser usada para analisar a sensibilidade entre a variação da margem de carregamento e o fator de potência do parque eólico na  $i$ -ésima barra, que é uma função de  $\Delta P_{G_i}$  e  $\Delta Q_{G_i}$ . Uma abordagem é considerar a análise da sensibilidade entre  $\Delta\lambda$  e  $\Delta P_{G_i}$  mantendo  $\Delta Q_{G_i} = 0$ , e a outra abordagem é entre  $\Delta\lambda$  e  $\Delta Q_{G_i}$  mantendo  $\Delta P_{G_i} = 0$ . Estas abordagens aplicadas a (4.25) resulta em:

$$\Delta P_{G_i} = - \frac{\omega^T T_1^{-1} T_2}{\omega^T T_1^{-1} T_3} \Big|_X \Delta\lambda, \quad (4.26)$$

onde  $\Delta\lambda = \lambda_{crit} - \lambda$ , e  $\Delta P_{G_i} = P_{G_i} - P_{G_{0i}}$ , e

$$\Delta Q_{G_i} = - \frac{\omega^T T_1^{-1} T_2}{\omega^T T_1^{-1} T_4} \Big|_X \Delta\lambda, \quad (4.27)$$

onde  $\Delta Q_{G_i} = Q_{G_i} - Q_{G_{0i}}$ .

Por outro lado, reagrupando os termos do fator de potência modificado aproximado  $\tilde{F}P_i$ , dado por (4.5), a função  $s_i$  pode ser definida como segue:

$$s_i(\tilde{F}P_i, P_{G_i}, Q_{G_i}) = \tilde{F}P_i - \frac{P_{G_i}}{\sqrt{P_{G_i}^2 + Q_{G_i}^2}} \tanh(Q_{G_i}/\varepsilon) - (1 - \tanh(Q_{G_i}/\varepsilon)) = 0. \quad (4.28)$$

A equação (4.28) também deve ser linearizada em Séries de Taylor no PMC, que resulta em:

$$\Delta \tilde{F}P_i = - \frac{\partial s_i(\tilde{F}P_i, P_{G_i}, Q_{G_i})}{\partial P_{G_i}} \Big|_X \Delta P_{G_i} - \frac{\partial s_i(\tilde{F}P_i, P_{G_i}, Q_{G_i})}{\partial Q_{G_i}} \Big|_X \Delta Q_{G_i}. \quad (4.29)$$

Fazendo as devidas substituições de (4.26)-(4.27) em (4.29), se pode obter a seguinte expressão:

$$S_i = \frac{\Delta\lambda}{\Delta \tilde{F}P_i} = \left( \left( \frac{\partial s_i(\tilde{F}P_i, P_{G_i}, Q_{G_i})}{\partial P_{G_i}} \frac{\omega^T T_1^{-1} T_2}{\omega^T T_1^{-1} T_3} \right) \Big|_X + \left( \frac{\partial s_i(\tilde{F}P_i, P_{G_i}, Q_{G_i})}{\partial Q_{G_i}} \frac{\omega^T T_1^{-1} T_2}{\omega^T T_1^{-1} T_4} \right) \Big|_X \right)^{-1}. \quad (4.30)$$

A formulação (4.30) é utilizada para estimar a sensibilidade da variação da MC em relação à variação do fator de potência do parque eólico conectado à  $i$ -ésima barra. A implementação computacional para o cálculo da sensibilidade  $S_i$ , a partir de (4.30), se obtém pelo cálculo prévio do jacobiano do sistema de equações do fluxo de potência para o ponto SNB e, subsequentemente, pelos cálculos do autovetor  $\omega$ , da matriz  $T_1$  e dos vetores  $T_2$ ,  $T_3$  e  $T_4$ . Todas as rotinas computacionais necessárias para fornecer os resultados numéricos mostrados nesta tese foram implementadas usando o software *MatLab 2019a*. Também, os cálculos no PMC, necessários para estimar os índices de sensibilidade, foram realizados por meio das ferramentas disponíveis no *PSAT MatLab Toolbox* (MILANO, 2006). O software *MatLab 2019a* foi utilizado num microcomputador Desktop com Processador Intel(R) Core(TM) i5-7500 de 3.40GHz, cujos dados técnicos detalhados estão no Apêndice D.

Na seção seguinte se apresentam os resultados das simulações computacionais aplicadas ao sistema teste de 56 barras que representa parte do subsistema NE do SIN, simulações que

tem como objetivo estimar as sensibilidades das variações na MC para mudanças no fator de potência do parque eólico acoplado à  $i$ -ésima barra. Também é elaborado um ranqueamento dos índices de sensibilidade calculados, para propor ações de controle preventivo de tensão, visando contribuir na estabilidade estática de tensão.

#### 4.3 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES EM SISTEMA TESTE DE 56 BARRAS

Nesta seção, os resultados das simulações são detalhados com a aplicação do índice de sensibilidade proposto para o sistema de 56 barras que corresponde a uma parte do subsistema NE do SIN, que é atendida predominantemente pela geração eólica.

##### 4.3.1 Descrição do sistema de teste de 56 barras

Nesta subseção é descrito o sistema teste de 56 barras proposto nesta tese, o qual foi elaborado a partir de dados reais provenientes do subsistema NE do SIN. O SIN já possuía, em 30 de abril de 2019, uma capacidade total instalada de geração eólica de 15 GW distribuídos em 601 parques eólicos, o que compreende um total aproximado a 7500 aerogeradores (ABEEÓLICA, 2017). Deste total de capacidade de geração eólica, 12,9 GW estão localizados no subsistema NE, com a geração máxima registrada de 8,87 GW (com base horária) em 18 de novembro de 2018, com fator de capacidade de 83,39% e fator de carga de 100,71%, ou seja, naquele dia o subsistema NE exportou a geração de energia eólica para o SIN (ONS, 2019a).

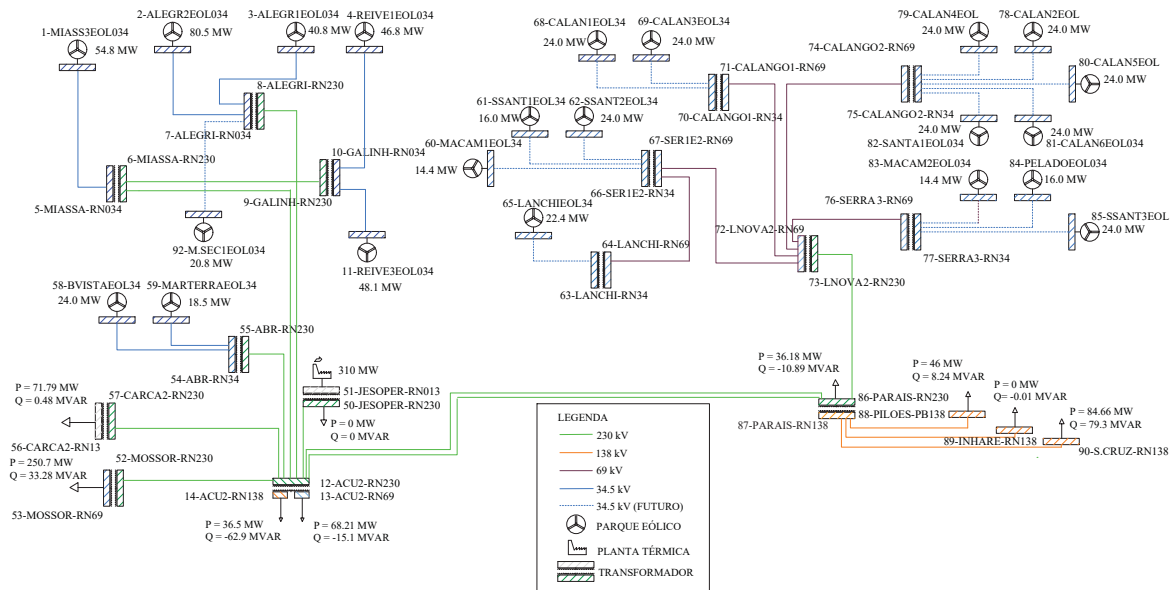
Com base nessa alta penetração de parques eólicos em operação e com previsão de acoplamento de mais parques eólicos no curto (um ano) e médio prazo (cinco anos), optou-se por uma parte do subsistema NE para elaborar este sistema de teste de 56 barras. A área escolhida inclui partes dos estados de Rio Grande (RN) e Paraíba (PB), que comporta 22 parques eólicos com 234 aerogeradores, incluindo os já existentes e os que serão acoplados no curto prazo, conforme mostra o diagrama unifilar da FIGURA 23<sup>3</sup> (a versão ampliada deste diagrama está no Apêndice B.1). Este diagrama unifilar inclui cada uma das capacidades dos parques eólicos em MW, as demandas nas 9 barras de carga e os nomes originais das barras e dos parques eólicos no subsistema NE para facilitar suas localizações no mapa dinâmico do Sistema de Informações Geográficas do SIN (ONS, online: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas/>, 2019).

Este sistema teste de 56 barras inclui uma demanda total de 599,17 MW, assumindo uma geração não eólica de 292,17 MW a partir da usina térmica 51-JESOPER-RN013, que é adotada como barra de referência. Também é assumida uma geração eólica total de 316,75 MW correspondentes a 50% da capacidade instalada dos 22 parques eólicos, visando o redespacho adicional de potência dos parques eólicos a serem indicados pelo ranqueamento de sensibili-

<sup>3</sup> A elaboração do diagrama unifilar, assim como os cálculos sobre os dados elétricos para a estrutura de dados do sistema teste de 56 barras apresentados no Apêndice B, foi realizada, parcialmente, como trabalho atribuído aos alunos da disciplina de Sistemas de Potência do curso de Engenharia de Energias Renováveis da UFPR Setor Palotina, da qual este autor é docente e quem supervisionou e revisou os trabalhos.



FIGURA 23 – Diagrama unifilar do sistema de 56 barras (versão ampliada no Apêndice B.1)



FONTE: (O autor, 2019)

des, proposto como controle preventivo de tensão. Pode-se observar que se a geração eólica for elevada para 100%, poderá gerar 528,28 MW, ou seja, próximo de atender 100% da carga total de 599,17 MW, como ocorreu no subsistema NE em 18 de novembro de 2018.

Alguns dados e informações importantes deste sistema teste, para a operação no caso base, são:

- Demanda total: 599,17 MW distribuídos em 9 barras, sendo no caso base  $\lambda = 1,0$
- Número de geradores térmicos: 1 com 292,17 MW
- Número de parques eólicos: 22
- Número de turbinas eólicas: 234
- Geração eólica: 316,75 MW
- O fator de potência de cada parque eólico foi inicialmente definido como 1,0
- Relação geração eólica / geração total: 52,02%
- PMC do caso base: 688,06 MW, que corresponde a  $\lambda_{crit} = 1,14836$
- MC para o caso base: 88,89 MW, que corresponde a  $\Delta\lambda_{crit} = 0,14836$

Cada parque eólico é representado por um aerogerador equivalente com potência igual à soma das potências individuais de todos aerogeradores do parque. As cargas do sistema

são acopladas em 9 barras de carga de onde as potências ativa e reativa fluem ao resto do subsistema NE, barras que representam os POIs com este subsistema do SIN. Por exemplo, as barras 14-ACU-RN138 e 53-MOSSOR-RN069, mostrados na FIGURA 23. No Apêndice B.2 se apresenta a estrutura de dados deste sistema teste, detalhando os dados operativos e elétricos.

Para este sistema teste, o índice de sensibilidade proposto foi calculado para cada parque eólico, visando o ranqueamento dos parques eólicos que mais impactam para o incremento na MC do sistema através do ajuste de seu fator de potência. Os resultados são apresentados a seguir.

#### 4.3.2 Resultados e ações de controle preventivo de tensão

O fluxo de carga e o FCC para o caso base do sistema teste de 56 barras foram realizados com o fator de potência ajustado em 1,0 para todos os parques eólicos, a fim de determinar a MC do caso base que serve como referência comparativa para os incrementos na MC que são obtidos com os ajustes nos fatores de potência de cada um dos parques eólicos.

Como o intervalo dos FPs permitidos para operação dos parques eólicos é de 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo<sup>4</sup>, neste trabalho, os cálculos de sensibilidade feitos para cada um dos parques eólicos é com cada um dos seguintes quatro ajustes dos FPs: tanto 0,99 e 0,95 indutivos, como 0,95 e 0,99 capacitivos. Isto visa determinar em qual FP um determinado parque eólico tem sua maior sensibilidade. Por exemplo, a TABELA 2 mostra as sensibilidades calculadas para cada FP do parque eólico 58-BVISTAEOL34, cálculos que foram realizados para o caso base. Valores negativos e positivos do FP indicam uma geração de potência reativa indutiva e capacitiva por parque eólico, respectivamente.

TABELA 2 – Sensibilidades do parque eólico 58-BVISTAEOL34

| Nome<br>Parque Eólico | FP<br>Parque Eólico | Sensibilidade<br>$S_i$ |
|-----------------------|---------------------|------------------------|
| 58-BVISTAEOL34        | -0,95               | 0,0337                 |
| 58-BVISTAEOL34        | -0,99               | 0,1042                 |
| 58-BVISTAEOL34        | 0,99                | 0,3324                 |
| 58-BVISTAEOL34        | 0,95                | 0,3830                 |

FONTE: (O autor, 2019)

As sensibilidades, calculadas para o caso base, para todos os parques eólicos do sistema

<sup>4</sup> Conforme descrito na seção 4.1, no caso dos parques eólicos DFIG o fator de potência modificado aproximado corresponde à faixa de 1,05 a 0,95 que equivale à faixa de 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo do fator de potência convencional. Ainda que os algoritmos utilizados nas simulações desta tese utilize a faixa de valores do fator de potência modificado aproximado (1,05 a 0,95), para facilitar a leitura dos dados, os resultados são apresentados com valores equivalentes do fator de potência convencional (0,95 indutivo a 0,95 capacitivo) ou fator de potência descontínuo (-0,95 a 0,95).

teste de 56 barras e para cada FP são apresentados no Apêndice C<sup>5</sup>, que resulta no ranqueamento mostrado na TABELA 3, onde se indica a ordem dos cinco primeiros parques eólicos que melhor podem contribuir para aumentar a MC.

TABELA 3 – Ranqueamento de sensibilidades dos parques eólicos - Sistema 56 barras

| Nome<br>Parque Eólico | FP<br>Parque | Sens.<br>$S_i$ | Tempo<br>calc. $S_i$ (s) | $\Delta\lambda_{crit}$<br>via FCCs | Tempo<br>calc. FCC (s) |
|-----------------------|--------------|----------------|--------------------------|------------------------------------|------------------------|
| 58-BVISTAEOL34        | 0,95         | 0,3830         | 0,0021                   | 0,006705                           | 0,0487                 |
| 59-MARTERRAEOL34      | 0,95         | 0,2893         | 0,0021                   | 0,005518                           | 0,0496                 |
| 1-MIASS3EOL034        | 0,99         | 0,1056         | 0,0075                   | 0,003149                           | 0,0662                 |
| 11-REIVE3ELO034       | 0,99         | 0,0899         | 0,0022                   | 0,002950                           | 0,0496                 |
| 4-REIVE1ELO034        | 0,99         | 0,0877         | 0,0024                   | 0,002910                           | 0,0483                 |

FONTE: (O autor, 2019)

Cada FP na TABELA 3 corresponde ao FP do parque eólico que resultou na maior sensibilidade para tal parque, a qual indica que a sensibilidade depende do FP definido no caso base, ou seja, da condição operativa em que o parque eólico se encontra. Este resultado sugere que a análise de sensibilidade poderia ser utilizada como uma ferramenta de apoio à operação em tempo real, além de indicar a necessidade de resolver o problema de ajuste do FP por meio de um problema de otimização, que é discutido no capítulo 5.

Por outro lado, a quinta coluna da TABELA 3 inclui o incremento na MC, dado por  $\Delta\lambda_{crit}$ , calculado entre dois FCCs: um para o FP unitário do parque eólico e o outro para FP indicado na segunda coluna da tabela, dados que indicam a validação numérica do índice de sensibilidade, pois tanto os índices de sensibilidades como os  $\Delta\lambda_{crit}$ s tem a mesma ordem de ranqueamento. Sendo que os cálculos das MCs via FCC, para obter os  $\Delta\lambda_{crit}$ s, consomem tempo computacional maior que os cálculos das sensibilidades, conforme esperado e mostrados nas quarta e sexta colunas da TABELA 3, em razão ao FCC realizar uma série de cálculos de fluxo de carga entre o caso base e o PMC.

A TABELA 4 mostra o incremento no parâmetro de carga a partir do caso base ( $\lambda = 1, 0$ ), dado por ( $\Delta\lambda_{crit}$ ), e o PMC resultante quando se ajusta o FP de cada parque eólico, separadamente, em seu FP de sensibilidade mais alta, para destacar o padrão que o mais elevado incremento em  $\Delta\lambda_{crit}$  ocorre quando se ajustam os FPs dos parques eólicos mais sensíveis.

Ainda, na FIGURA 24 se mostram os perfis de tensões das 20 barras eletricamente mais próximas da barra crítica 53-MOSSOR-RN069. São apresentados dois perfis de tensão, um para o caso base e outro com o parque eólico 58-BVISTAEOL34 com o FP ajustado em 0,95 capacitivo, o mais sensível segundo TABELA 3. Se pode observar um ligeiro aumento nos módulos das tensões da barra crítica e barras próximas, com o ajuste do FP em 0,95 capacitivo do parque

<sup>5</sup> Nas tabelas deste Apêndice C são apresentados as equivalências entre os valores dos FPs descontínuos e os valores dos FPs modificados aproximados.

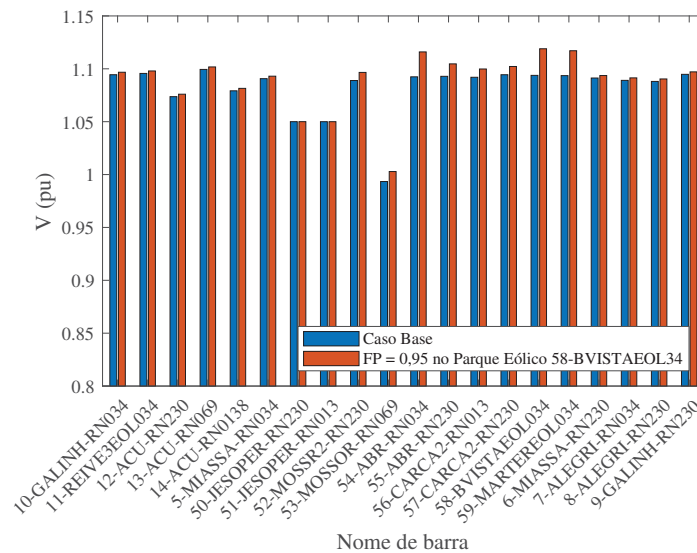
TABELA 4 – Incremento  $\Delta\lambda_{crit}$  e PMC pelo Ajuste de FP do Parque Eólico

| Nome do Parque Eólico | Incremento $\Delta\lambda_{crit}$ | PMC (MW) | Sens. $S_i$ |
|-----------------------|-----------------------------------|----------|-------------|
| 58-BVISTAEOL34        | 0,006705                          | 691,97   | 0,3830      |
| 59-MARTERRAEOL34      | 0,005518                          | 691,25   | 0,2893      |
| 1-MIASS3EOL034        | 0,003149                          | 689,94   | 0,1056      |
| 11-REIVE3ELO034       | 0,002950                          | 689,83   | 0,0899      |

FONTE: (O autor, 2019)

eólico 58-BVISTAEOL34. O eixo  $x$  inclui os nomes das barras para facilitar sua localização no diagrama unifilar da FIGURA 23.

FIGURA 24 – Perfis de tensão para o caso base e com FP = 0,95 no parque eólico mais sensível



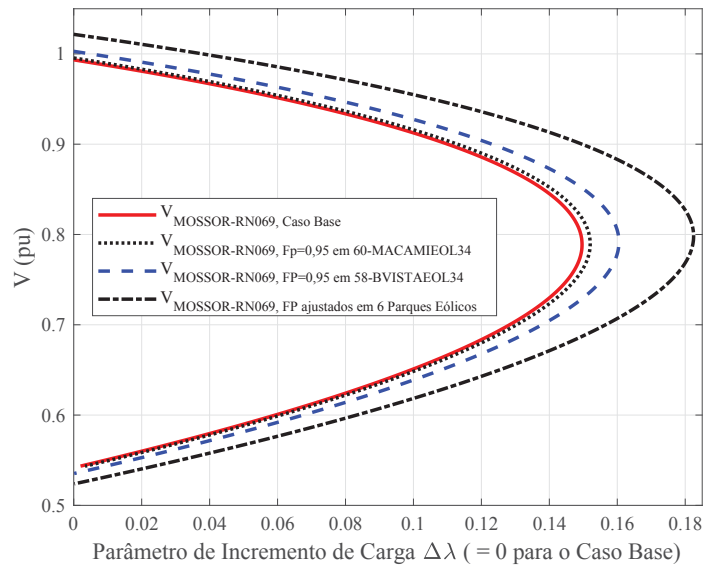
FONTE: (O autor, 2019)

A FIGURA 25 mostra as curvas PV da barra crítica para os FCCs aplicados para os seguintes casos: primeiro, caso base, obtendo-se uma MC = 88,89 MW; segundo, caso em que o fator de potência do parque eólico menos sensível 60-MACAMIEOL34 é ajustado em 0,95 capacitivo, obtendo-se uma MC = 90,32 MW; terceiro, caso em que o fator de potência do parque eólico mais sensível 58-BVISTAEOL34 é ajustado em 0,95 capacitivo, obtendo-se uma MC = 95,33 MW; e quarto, caso em que os 6 parques eólicos mais sensíveis tem seus fatores de potência ajustados a seus FP mais sensíveis, com o que se obteve uma MC = 108,40 MW, a mais elevada.

Nos gráficos das curvas PV da FIGURA 25, também se pode confirmar que o parâmetro de incremento de carga ( $\Delta\lambda_{crit}$ ), consequentemente a MC, tem o incremento mais significativo quando se ajustam os FPs dos parques eólicos mais sensíveis.

Portanto, através do ranqueamento dos índices de sensibilidades como mostrado na

FIGURA 25 – Curvas PV da barra crítica 53-MOSSOR-RN069



FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 3, pode-se determinar quais parques eólicos podem ter seus FPs ajustados como ações de controle preventivo de tensão, a fim de contribuir para o aumento da MC e, conseqüentemente, melhorar a estabilidade estática de tensão.

Visando desenvolver uma estratégia controle preventivo de tensão baseada em ações eficazes que se fundamente no ranqueamento do índice de sensibilidades desenvolvido neste capítulo, esta tese propõe uma abordagem de maximização da MC, discutidas e desenvolvidas no próximo capítulo. Esta maximização da MC utiliza as técnicas de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) como meio de resolução, cujas restrições de igualdade também inclui a formulação do fator de potência modificado aproximado desenvolvido na seção 4.1, e as restrições de desigualdade incluem os limites do fator de potência modificado aproximado e os limites de geração de potência ativa dos parques eólicos determinados pelo ranqueamento do índice de sensibilidade.

## 5 MAXIMIZAÇÃO DA DISTÂNCIA AO COLAPSO DE TENSÃO E ESTRATÉGIA DE CONTROLE PREVENTIVO DE TENSÃO

Este capítulo apresenta a proposta de estratégia de controle preventivo de tensão baseada em ações eficazes que se fundamenta no ranqueamento dos índices de sensibilidade desenvolvido no capítulo anterior e na maximização da distância ao colapso de tensão por meio do uso de técnicas de Fluxo de Potência Ótimo (FPO). Como restrições de igualdade do FPO, se inclui o fator de potência modificado aproximado desenvolvido na seção 4.1, e entre as restrições de desigualdade se incluem os limites da faixa permitida do fator de potência dos parques eólicos (que no caso dos aerogeradores DFIG está entre 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo), e os limites de geração de potência ativa.

Este capítulo se divide em seis seções. Na seção 5.1 se apresenta, na perspectiva desta tese, a diferença conceitual entre a MC e a maximização da distância ao colapso de tensão. Na seção 5.2 é formulado o problema do fluxo de potência ótimo tradicional, apresentando a estrutura de resolução já consolidada na bibliografia, que visa a maximização da distância ao colapso de tensão e que serve de fundamento à formulação proposta por este trabalho. Na seção 5.3 é apresentada a abordagem proposta para a maximização da distância ao colapso de tensão, cujas restrições incluem a formulação do fator de potência modificado aproximado e os parques eólicos a serem redespachados de acordo com o ranqueamento dos índices de sensibilidade que mais significativamente impactam na MC que foi proposto no capítulo 4, visando contribuir na estabilidade estática de tensão.

Na seção 5.4 são discutidos testes realizados com o mesmo sistema de 56 barras utilizado nos cálculos das sensibilidades do capítulo 4, que visam validar a proposta da abordagem de maximização da distância ao colapso de tensão. Os dados destes testes são utilizados como base para propor a estratégia de controle preventivo de tensão descrito na seção 5.5.

Na seção 5.6 são apresentados os resultados de uma série de testes realizados com vários cenários dos patamares de cargas Pesada, Média e Leve do subsistema NE do SIN para o mês de março de 2018, que são utilizados como dados operativos do sistema teste de 56 barras. Estas distintas condições de carga, e consequentemente da geração a partir dos parques eólicos, servem como cenários para testar mais amplamente a sensibilidade da MC em relação ao FP dos parques eólicos e a estratégia de controle preventivo baseado em ações mais eficazes propostos por esta tese.

### 5.1 MARGEM DE CARREGAMENTO (MC) E MAXIMIZAÇÃO DA DISTÂNCIA AO COLAPSO DE TENSÃO (MAX. $\lambda$ )

Conforme descrito na seção 3.3, os pontos de equilíbrio onde a estabilidade de um sistema passa de estável para instável são conhecidos como pontos de bifurcação e explicam

o fenômeno do colapso de tensão. Dentre os tipos de bifurcações que foram discutidos, a bifurcação Sela-nó (SNB) e a bifurcação Sela-nó Induzida por Limite (SLIB) são de particular interesse para esta tese, em razão à primeira ser amplamente utilizada para o cálculo das sensibilidades da MC ao fator de potência do parque eólico desenvolvido no capítulo 4, visto que a MC é determinada exatamente para ponto SNB que corresponde a uma condição de carregamento máximo,  $\lambda_{crit}$ , e a ferramenta de cálculo utilizada é o FCC.

Entretanto, a SLIB, um tipo de bifurcação em particular que ocorre quando são atingidos determinados limites operacionais do sistema, também pode ser associada a uma condição de carregamento máximo,  $\lambda_{crit}$ , e a um ponto de colapso de tensão (CAÑIZARES et al., 2001). Neste caso, o carregamento máximo não será a mesma que poderia ser obtida no caso da bifurcação Sela-nó, conforme descrito na seção 3.3.1. Como a bifurcação SLIB decorre da ativação de um ou mais limites operacionais, mas ainda representa uma mudança estável no sistema, ainda dispõe de uma margem de carregamento (mesmo que menor) e que corresponde à distância mais reduzida ao novo ponto SNB que representa o colapso de tensão (CANIZARES; CHEN; ROSEHART, 2001).

Assim, esta tese adota o conceito e a abordagem da maximização da distância ao colapso de tensão, que utiliza as técnicas de FPO para sua obtenção, em razão a que estas técnicas fazem um tratamento adequado das restrições que provocam o surgimento da SLIB. É muito comum deste tipo de bifurcação surgir em sistemas elétricos que tem equipamentos que operam muito próximos de seus limites operacionais, como o é caso dos parques eólicos, devido às limitações de geração de potência reativa de seus aerogeradores, como serão mostrados nos resultados das simulações apresentados neste capítulo.

Várias abordagens foram propostas para resolução do problema de FPO com redespacho de geração e segurança de tensão. A adoção do Método dos Pontos Interiores (MPI), conforme descrito em (QUINTANA; TORRES, 1999), se mostrou eficiente, especialmente em grandes sistemas elétricos, uma vez que o número de iterações aumenta ligeiramente com o crescimento do número de restrições e tamanho da rede (HUNEAULT; GALIANA, 1991). A maioria das implementações do MPI para problemas de despacho econômico, com tratamento limitado do problema de segurança de tensão, usam técnicas de programação linear (ALSAC et al., 1990), (MOMOH et al., 1994) e (STOTT; MARINHO; ALSAC, 1979).

As técnicas de otimização não-linear se mostraram adequadas para problemas de estabilidade de tensão, visando os estudos da maximização da distância ao colapso de tensão, como discutido em (IRISARRI et al., 1997a), (CAÑIZARES, 1998), (ROSEHART; CAÑIZARES; QUINTANA, 2000) e (CAÑIZARES et al., 2001). Em (MILANO, 2006) e (MADRIGAL; QUINTANA, 1998), técnicas não-lineares do MPI são aplicadas à solução de problemas de FPO com despacho econômico. Em (TORRES; QUINTANA; LAMBERT-TORRES, 1996), (TORRES; QUINTANA, 1998) e (QUINTANA; TORRES, 1999), os autores apresentam uma investigação abrangente do uso do MPI para problemas não-lineares, e descrevem a aplicação dos métodos de Newton e do



preditor-corretor de Merhotra para o FPO que reduz número de iterações para obter a solução final.

## 5.2 FORMULAÇÃO TRADICIONAL DO PROBLEMA DE FPO PARA MAXIMIZAÇÃO DA DISTÂNCIA AO COLAPSO DE TENSÃO

Para determinar o carregamento máximo que um sistema de potência pode absorver cumprindo todas as restrições operacionais, a abordagem pela aplicação do fluxo de potência ótimo com restrições de tensões (*Voltage Stability Constrained Optimal Power Flow* - VSCOPF) é um meio para alcançar o objetivo, conforme proposto em (CANIZARES; CHEN; ROSEHART, 2001), (CAÑIZARES et al., 2001) e (ROSEHART; CAÑIZARES; QUINTANA, 2000). As restrições previstas para a aplicação do VSCOPF visando a maximização da distância ao colapso de tensão podem ser resumidas como segue:

- Balanços de potência ativa e reativa em todas as barras do sistema.
- Limites de potência reativa gerada nas barras PV.
- Tensões máximas e mínimas permitidas na operação do sistema.
- Limites de potência ativa gerada pelas unidades ou barras de geração.
- Direção de crescimento de geração de potência ativa, que pode ser determinado pelas restrições do mercado de energia de curto prazo.
- Limites térmicos das LTs e transformadores.

Esta abordagem para o VSCOPF com a função objetivo de maximização da distância ao colapso de tensão, representada pelo parâmetro de crescimento de carga  $\lambda$ , e com suas restrições de igualdades e desigualdades mencionadas acima, é estruturada com a seguinte formulação matemática (MARCOLINI, 2010):

$$Max. \quad \lambda$$

$$s.a.$$

$$f_i(x, \lambda) = 0, \quad \forall i \in \mathcal{I} \quad (5.1)$$

$$g_i(x, \lambda) = 0, \quad \forall i \in \mathcal{I} \quad (5.2)$$

$$\lambda_{min} \leq \lambda \leq \lambda_{max} \quad (5.3)$$

$$P_{G_g}^{min} \leq P_{G_g} \leq P_{G_g}^{max}, \quad \forall g \in \mathcal{G} \text{ e } \mathcal{R} \quad (5.4)$$

$$Q_{G_g}^{min} \leq Q_{G_g} \leq Q_{G_g}^{max}, \quad \forall g \in \mathcal{G} \text{ e } \mathcal{R} \quad (5.5)$$

$$V_l^{min} \leq V_l \leq V_l^{max}, \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (5.6)$$



$$P_{G_g} = P_{G_g}^0 + K_G P_G^0, \quad \forall g \in \mathcal{G} \text{ e } \mathcal{R} \quad (5.7)$$

$$I_{i,j}^2 \leq I_{i,j}^{2, max}, \quad \forall i, j \in \mathcal{I} \quad (5.8)$$

onde:

$\mathcal{I} = \{1, 2, \dots, N_B\}$ , conjunto de barras do sistema, sendo  $N_B$  o total de barras;

$\mathcal{G} = \{g_1, g_2, \dots, N_{PV}\}$ , conjunto de barras PV do sistema, sendo  $N_{PV}$  o total de barras PV;

$\mathcal{R} = \{r_1\}$ , conjunto de barras  $V\theta$  ou de referência do sistema, usualmente uma só barra;

$\mathcal{L} = \{l_1, l_2, \dots, N_{PQ}\}$ , conjunto de barras PQ do sistema, sendo  $N_{PQ}$  o total de barras PQ;

$f_i(x, \lambda) = 0$  e  $g_i(x, \lambda) = 0$ , equações de balanço de potência ativa e reativa, respectivamente, para a  $i$ -ésima barra;

$x = [\theta, V]$ , vetor com as variáveis de estado do sistema, ou seja, os ângulos e módulos das tensões;

$P_{G_g}$  e  $Q_{G_g}$ , geração de potência ativa e reativa, respectivamente, da barra de geração que pode participar no redespacho de geração conforme seus limites operacionais;

$V_l$ , vetor com os módulos das tensões das barras PQ do sistema, que podem variar dentro dos limites permitidos;

$K_G P_G^0$ , incorpora a direção de crescimento da geração, onde  $K_G$  é o vetor que descreve as proporções e direção de crescimento da geração de potência ativa, e  $P_G^0$  o vetor de geração para o caso base;

$I_{i,j}^{2, max}$ , restrições dos limites das LTs e transformadores devido à corrente elétrica (ou potência).

Esta formulação tradicional do problema de FPO serve como base para a formulação da abordagem proposta por esta tese para a maximização da distância ao colapso de tensão, que é descrita e detalhada na seguinte seção.

### 5.3 MAXIMIZAÇÃO DA DISTÂNCIA AO COLAPSO DE TENSÃO COM USO DOS ÍNDICES DE SENSIBILIDADE DOS PARQUES EÓLICOS

A abordagem proposta para a maximização da distância ao colapso de tensão consiste em incluir no conjunto de restrições de igualdade do problema de FPO a formulação do fator de potência modificado aproximado, e entre as restrições de desigualdade os limites do fator de potência modificado aproximado<sup>1</sup> e os limites de geração somente dos parques eólicos

<sup>1</sup> Conforme descrito na seção 4.1, no caso dos parques eólicos DFIG o fator de potência modificado aproximado corresponde à faixa de 1,05 a 0,95 que equivale à faixa de 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo do fator de potência convencional. Ainda que os algoritmos utilizados nas simulações desta tese utilize a faixa de valores do fator de

determinados pelo ranqueamento dos índices de sensibilidade que melhor contribuem para o incremento da MC, visando utilizar um número limitado de restrições, reduzindo assim o número de iterações ou esforço computacional para a convergência dos resultados. Sendo que os parques eólicos não selecionados pelo ranqueamento dos índices de sensibilidade permanecem com potência ativa gerada e fator de potência pré-determinados para o caso base e não disponibilizados para redespacho.

O ranqueamento dos parques eólicos, dado pelos seus índices de sensibilidade, permite a seleção dos parques eólicos que poderão participar no redespacho de geração e as únicas unidades geradoras que serão incluídas no grupo das restrições impostas ao problema de FPO. Desta maneira, as ações operativas se limitarão ao redespacho somente dos parques eólicos mais sensíveis e que serão incluídos no grupo de restrições de desigualdade com seus limites de geração e limites de fatores de potência.

Portanto, a proposta desta tese para a maximização da distância ao colapso de tensão, cuja função objetivo também é a maximização do parâmetro de crescimento de carga  $\lambda$ , que também é denominada de maximização da distância ao colapso de tensão (Max.  $\lambda$ ) é dada por:

$$Max. \quad \lambda$$

$$s.a.$$

$$f_i(x, \lambda) = 0, \quad \forall i \in \mathcal{I} \quad (5.9)$$

$$g_i(x, \lambda) = 0, \quad \forall i \in \mathcal{I} \quad (5.10)$$

$$fp_s(\tilde{P}_s, P_{G_s}, Q_{G_s}) = 0, \quad \forall s \in \mathcal{G}_s \quad (5.11)$$

$$\lambda_{min} \leq \lambda \leq \lambda_{max} \quad (5.12)$$

$$P_{G_s}^{min} \leq P_{G_s} \leq P_{G_s}^{max}, \quad \forall s \in \mathcal{G}_s \quad (5.13)$$

$$\tilde{P}_s^{min} \leq \tilde{P}_s \leq \tilde{P}_s^{max}, \quad \forall s \in \mathcal{G}_s \quad (5.14)$$

$$V_l^{min} \leq V_l \leq V_l^{max}, \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (5.15)$$

$$I_{i,j} \leq I_{i,j}^{max}, \quad \forall i, j \in \mathcal{I} \quad (5.16)$$

$$I_{j,i} \leq I_{i,j}^{max}, \quad \forall i, j \in \mathcal{I} \quad (5.17)$$

onde:

$\mathcal{I} = \{1, 2, \dots, N_B\}$ , conjunto de barras do sistema, sendo  $N_B$  o total de barras;

$\mathcal{G}_s = \{s_1, s_2, \dots, N_S\}$ , conjunto de parques eólicos selecionados pelo ranqueamento de sensibilidades, sendo  $N_S$  o número total de parques eólicos selecionados;

---

potência modificado aproximado (1,05 a 0,95), para facilitar a leitura dos dados, os resultados são apresentados com valores equivalentes do fator de potência convencional (0,95 indutivo a 0,95 capacitivo) ou fator de potência descontínuo (-0,95 a 0,95).

$f_{p_s}(F\tilde{P}_s, P_{G_s}, Q_{G_s}) = 0$ , restrição de igualdade que inclui o termo do fator de potência modificado aproximado  $F\tilde{P}$  dado pela equação (4.5), aplicada ao parque eólico  $s$  selecionado pelo ranqueamento de sensibilidades, e formulada como segue:

$$f_{p_s} = F\tilde{P}_s - \tanh(\beta Q_{G_s})(P_{G_s}/\sqrt{(P_{G_s}^2 + Q_{G_s}^2)}) - (1 - \tanh(\beta Q_{G_s})); \quad (5.18)$$

$\mathcal{L} = \{l_1, l_2, \dots, N_{PQ}\}$ , conjunto de barras PQ do sistema, sendo  $N_{PQ}$  o total de barras PQ;

$f_i(x, \lambda) = 0$  e  $g_i(x, \lambda) = 0$ , equações de balanço de potência ativa e reativa, respectivamente, para a  $i$ -ésima barra;

$x = [\theta, V]$ , vetor com as variáveis de estado do sistema, ou seja, os ângulos e módulos das tensões;

$P_{G_s}$ , geração de potência ativa do parque eólico  $s$  selecionado pelo ranqueamento do índices de sensibilidade, e que pode participar no redespacho de geração conforme seus limites operacionais;

$V_l$ , vetor com os módulos das tensões das barras PQ do sistema, que podem variar dentro dos limites permitidos;

$F\tilde{P}_s$ , fator de potência modificado aproximado do parque eólico  $s$  selecionado pelo ranqueamento de sensibilidades, que pode variar dentro dos limites permitidos, sendo neste caso entre 1,05 a 0,95 (conforme descrito na seção 4.1, esta faixa corresponde ao 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo, ou -0,95 a 0,95 como é apresentado nas tabelas de resultados neste capítulo);

$I_{i,j}^{max}$  e  $I_{j,i}^{max}$ , restrições pelos limites das LTs e transformadores devido à corrente elétrica (ou potência).

Os métodos e ferramentas descritos em (MILANO, 2006), (QUINTANA; TORRES, 1999) e (TORRES; QUINTANA, 1998) são os fundamentos para a resolução do problema FPO adotados nesta tese. Testes visando a validação da abordagem da maximização da distância ao colapso de tensão, por meio de simulações realizadas com o sistema teste de 56 barras são descritos e analisados na próxima seção.

#### 5.4 VALIDAÇÃO DA ABORDAGEM DA MAXIMIZAÇÃO DA DISTÂNCIA AO COLAPSO DE TENSÃO

O mesmo sistema teste de 56 barras do subsistema NE na condição de carga Pesada, usado no cálculo das sensibilidades do capítulo 4, é utilizado para realizar as simulações visando validar a maximização da distância ao colapso de tensão pela abordagem proposta. Os dados deste sistema teste, que são importantes para a simulação do caso com todos os parques eólicos disponibilizados para redespachos, são mostrados na TABELA 5.

TABELA 5 – Dados do Sistema Teste de 56 barras

|  |                                       |
|--|---------------------------------------|
| LTs                                    | 39                                    |
| Transformadores                        | 16                                    |
| Plantas de Geração (Térmico e Eólicos) | 23 com total de 608,92 MW (caso base) |
| Parques Eólicos para Redespacho        | 22                                    |
| Barras de Carga                        | 9 com total de 599,17 MW (caso base)  |

FONTE: (O autor, 2019)

Foi aplicada a abordagem proposta do FPO para maximização da distância ao colapso de tensão para o patamar de carga Pesada do mês de novembro de 2018, com as condições iniciais de partida determinadas pela solução de fluxo de carga para o caso base, e critério de parada dos cálculos de FPO determinada pela convergência de resultados para a SNB ou SLIB detectada pelo FPO.

Os resultados obtidos são apresentados na TABELA 6. Uma primeira observação é que a maximização da distância ao colapso de tensão pelo FPO resulta em  $\text{Max. } \lambda = 0,26232$ , que corresponde a 162,02 MW (tomando como base o carregamento total do caso base de 599,17 MW mais perdas de 18,44 MW), sendo que a MC determinada com o FCC foi de 0,14836 que corresponde a 88,89 MW (tomando como base o carregamento total do caso base de 599,17 MW). Sendo que para o cálculo do FCC não se inclui o redespacho dos parques eólicos

TABELA 6 – Resultados da Maximização da Distância ao Colapso de Tensão

|   |           |
|---|-----------|
| Função objetivo (Max. $\lambda$ )                     | 0,26232   |
| Limites operativos ativados                           | 61        |
| Número de iterações                                   | 32        |
| Tempo de processamento                                | 2,8538 s  |
| Carga   | 599,17 MW |
| Perdas  | 18,44 MW  |
| Carga total (demanda mais perdas)                     | 617,61 MW |
| Margem de Carregamento via Max. $\lambda$             | 162,02 MW |
| PMC - Ponto de Máximo Carregamento via Max. $\lambda$ | 779,63 MW |
| MST - Margem de Segurança de Tensão (7% do PMC)       | 54,57 MW  |
| Margem de carregamento efetiva disponível             | 107,45 MW |

FONTE: (O autor, 2019)

Resultando, assim, num incremento de 73,13 MW na MC (em torno de 12%, tomando como base o carregamento total do caso base de 599,17 MW). Um dado importante que pode ser observado na TABELA 6 é o saldo da maximização de  $\lambda$  descontada a MST, que resulta em 107,45 MW, sendo esta a margem efetiva disponível.

Na TABELA 7 são apresentados os fatores de potência<sup>2</sup>, otimizados pela abordagem

<sup>2</sup> Faixa de FPs de -0,95 a 0,95 corresponde à faixa de 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo,

da maximização proposta, dos 6 parques eólicos mais sensíveis dos 22 disponibilizados para redespacho. Observa-se na tabela os casos de limites operativos atingidos, especialmente, os fatores de potência dos parques eólicos 58-BVISTAEOL34, 59-MARTERRAEOL34 e 11-REIVE3ELO034, que no redespacho de suas potências ativas deverão gerar as potências reativas determinadas por tais limites de FP. Estes limites atingidos propiciam o surgimento das SLIBs conforme abordado na seção 5.1, as quais ativam as restrições impostas ao problema de FPO e caracterizam o conceito de maximização da distância ao colapso de tensão com SLIB. Também se observa a restrição ativada do limite de módulo de tensão do parque eólico 1-MIASS3EOL034.

TABELA 7 – Fatores de Potência Otimizados - Sistema 56 barras

| Nome<br>Parque Eólico | Sens.<br>$S_i$ | FP via<br>Sens. | FP<br>Otimiz.   | FP<br>Lim. | Tensão<br>(pu) |
|-----------------------|----------------|-----------------|-----------------|------------|----------------|
| 58-BVISTAEOL34        | 0,3830         | 0,95            | <b>0,95000</b>  | $\pm 0,95$ | 1,0325         |
| 59-MARTERRAEOL34      | 0,2893         | 0,95            | <b>0,95000</b>  | $\pm 0,95$ | 1,0319         |
| 1-MIASS3EOL034        | 0,1056         | 0,99            | 1,00000         | $\pm 0,95$ | <b>1,1000</b>  |
| 11-REIVE3ELO034       | 0,0899         | 0,99            | <b>-0,95027</b> | $\pm 0,95$ | 1,0973         |
| 4-REIVE1ELO034        | 0,0877         | 0,99            | 0,99262         | $\pm 0,95$ | 1,0982         |
| 2-ALEGR2EOL034        | 0,0586         | 0,99            | 0,99995         | $\pm 0,95$ | 1,0000         |

FONTE: (O autor, 2019)

Outra observação importante é que os FPs otimizados estão, para a maioria dos parques eólicos, muito próximos dos valores determinados pelos cálculos das sensibilidades, sendo a exceção o do parque eólico 11-REIVE3ELO034 que apresenta um FP próximo a seu limite operativo de absorção de potência reativa, que pode ser justificado pelo fato deste parque eólico ter a maior distância elétrica até as barras de carga (conforme FIGURA 23 e TABELA 25) e, consequentemente, o efeito capacitivo das linhas de subtransmissão e transmissão ter mais influência. Fato que também se reflete na tensão de 1,0973 pu do parque eólico 11-REIVE3ELO034, que é muito próximo ao limite superior de 1,1 pu.

Visando avaliar a abordagem da maximização da distância ao colapso de tensão, se mostram na TABELA 8 os resultados de sete simulações para maximização de  $\lambda$ , um para o caso com todos os parques eólicos disponibilizados para redespachos, e outros seis casos nos quais se indisponibiliza para redespacho um parque eólico de acordo a seu índice de ranqueamento de sensibilidade, que também são indicados na tabela.

Na TABELA 8 se pode observar que as maiores reduções de  $\lambda$  maximizada, em relação ao caso com todos os parques eólicos disponibilizados, se dá quando se indisponibilizam os parques eólicos mais sensíveis, como são os casos dos parques 58-BVISTAEOL34 ( $\Delta \text{Max. } \lambda = -0,978 \text{ MW}$ ) e 59-MARTERRAEOL34 ( $\Delta \text{Max. } \lambda = -0,713 \text{ MW}$ ), que tem as posições mais altas no ranqueamento dos índices de sensibilidade. Também se pode observar que a redução na  $\lambda$  maximizada pela indisponibilização de cada um dos demais 4 parques eólicos, com sensibilidades

TABELA 8 – Maximização de  $\lambda$  vs. Parques Eólicos Indisponibilizados

| Parque Eólico Indisponibilizado | Max. $\lambda$ | Max. $\lambda$ (MW) | $\Delta$ Max. $\lambda$ (MW) | $\Delta$ Max. $\lambda$ (% de Max. $\lambda$ ) | Sensibilidade $S_i$ |
|---------------------------------|----------------|---------------------|------------------------------|--|---------------------|
| 58-BVISTAEOL34                  | 0,26075        | 161,04              | -0,978                       | -0,60  | 0,3830              |
| 59-MARTERRAEOL34                | 0,26118        | 161,31              | -0,713                       | -0,44  | 0,2893              |
| 1-MIASS3EOL034                  | 0,26229        | 161,99              | -0,027                       | -0,02  | 0,1056              |
| 11-REIVE3ELO034                 | 0,26229        | 161,99              | -0,027                       | -0,02  | 0,0899              |
| 4-REIVE1ELO034                  | 0,26229        | 161,99              | -0,027                       | -0,02  | 0,0877              |
| 2-ALEGR2EOL034                  | 0,26229        | 161,99              | -0,027                       | -0,02  | 0,0586              |
| Todos Disponíveis               | 0,26232        | 162,02              | -                            | -  | -                   |

FONTE: (O autor, 2019)

relativamente mais baixas, resulta na mesma  $\lambda$  maximizada ( $\lambda = 0,26229$ ). Esta situação se repete para qualquer outro parque eólico com baixa sensibilidade não incluída na TABELA 8. Estes resultados sugerem a validação da abordagem proposta, principalmente, no que se refere ao conjunto de parques eólicos que são disponibilizados para redespacho em função do ranqueamento dos índices de sensibilidade.

Por outro lado, visando reduzir o tempo de processamento para os cálculos pelo FPO proposto para a maximização de  $\lambda$ , esta tese propõe reduzir o número de restrições do problema de otimização. Esta redução é pela limitação do número de parques eólicos a participarem no redespacho de geração, sendo adotado o ranqueamento dos índices de sensibilidade para determinar tal número de parques eólicos. Para fundamentar esta proposta, a TABELA 9 mostra as maximizações de  $\lambda$ , calculadas para 6 casos nos quais se fixam as restrições de grupos de parques eólicos que poderão participar no redespacho de geração de acordo com suas sensibilidades. A mesma TABELA 9 mostra o desempenho computacional para cada caso, indicando os tempos de processamento<sup>3</sup> e número de iterações para convergência.

TABELA 9 – Maximização de  $\lambda$  e Desempenhos

| Parques Eólicos a Redespachar | Max. $\lambda$ | Max. $\lambda$ (MW) | $\Delta$ Max. $\lambda$ (% de Max. $\lambda$ ) | Tempo (s) | Nº de Iter. |
|-------------------------------|----------------|---------------------|--|-----------|-------------|
| Todos                         | 0,26232        | 162,02              | -  | 2,8538    | 32          |
| 6 mais sensíveis              | 0,26231        | 162,01              | -0,006   | 2,3334    | 32          |
| 5 mais sensíveis              | 0,26186        | 161,73              | -0,179   | 2,3654    | 35          |
| 4 mais sensíveis              | 0,26186        | 161,73              | -0,179   | 1,8361    | 25          |
| 3 mais sensíveis              | 0,26186        | 161,73              | -0,179   | 1,9574    | 28          |
| 2 mais sensíveis              | 0,26227        | 161,98              | -0,025   | 1,6815    | 24          |

FONTE: (O autor, 2019)

A partir dos dados da TABELA 9, se pode concluir que, para este sistema teste e na

<sup>3</sup> As simulações foram realizadas com o software *MatLab 2019a* instalado num microcomputador Desktop com Processador Intel(R) Core(TM) i5-7500 de 3.40GHz, cujos dados técnicos detalhados estão no Apêndice D.

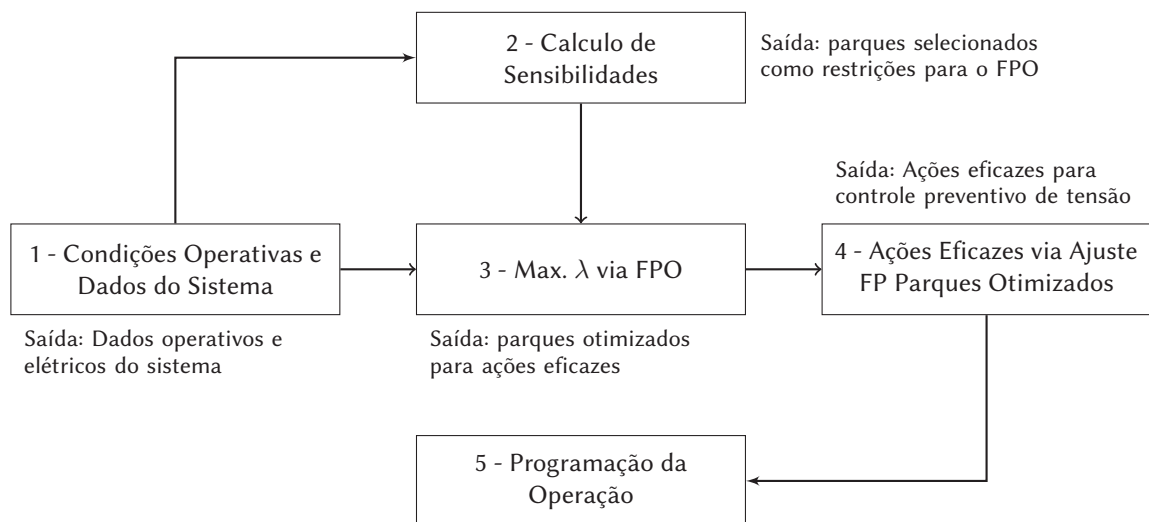
condição de carga pesada do subsistema NE como seu caso base, para reduzir o tempo de processamento nos cálculos de FPO pela abordagem proposta, se deve limitar o número de restrições de redespacho de geração aos dois parques eólicos mais sensíveis. Esta limitação reduziria a 59% o tempo de processamento, sendo que a diferença da  $\lambda$  maximizada, entre os casos de ter todos e só dois os parques eólicos disponibilizados para redespacho, é de apenas -0,04 MW, ou seja -0,025% da Max.  $\lambda$ , conforme mostrado na última linha da TABELA 9.

Esta restrição limitada aos dois parques eólicos, como os parques selecionados para redespacho, é usada para exemplificar a proposta de estratégia de controle preventivo de tensão baseada em ações eficazes, descrita na seção seguinte.

## 5.5 ESTRATÉGIA DE CONTROLE PREVENTIVO DE TENSÃO

A abordagem para calcular e elaborar o ranqueamento dos índices de sensibilidades da MC ao FP dos parques eólicos, desenvolvido no capítulo 4, integrada à abordagem para a maximização da distância ao colapso de tensão, tendo como restrições o fator de potência dos parques eólicos que fazem parte do ranqueamento, proposto neste capítulo, são os fundamentos para propor uma estratégia de controle preventivo de tensão baseada em ações preventivas eficazes, conforme diagrama da FIGURA 26, cujos blocos são descritos a seguir:

FIGURA 26 – Estratégia de Controle Preventivo de Tensão baseada em Ações Eficazes



FONTE: (O autor, 2019)

- 1. Condições Operativas e Dados do Sistema:** é o repositório com os dados operativos que incluem, principalmente, as condições de carga (Pesada, Média ou Leve), além dos dados elétricos do sistema teste. Estes dados são utilizados nos cálculos das sensibilidades e da maximização da distância ao colapso de tensão.



2. **Cálculo de Sensibilidades:** são os processos onde se calculam as sensibilidades da MC ao fator de potência dos parques eólicos, determinando o ranqueamento dos índices de sensibilidade. Este ranqueamento permite a seleção dos parques eólicos que serão incluídos no grupo de restrições do problema de FPO a ser resolvido. No caso do exemplo com sistema teste de 56 barras, cujos resultados estão na TABELA 9, a estratégia é selecionar somente os dois parques eólicos mais sensíveis 58-BVISTAEOL34 e 59-MARTERRAEOL34, como as saídas que serão utilizadas no grupo de restrições de parques eólicos, a redespachar potências, para calcular a maximização da  $\lambda$  via FPO (Max.  $\lambda$  via FPO).
3. **Max.  $\lambda$  via FPO:** são os processos que utilizam os dados operativos e elétricos do sistema teste, e as restrições para redespacho de somente os dois parques eólicos mais sensíveis, para calcular a maximização de  $\lambda$ , que no caso da aplicação ao sistema teste de 56 barras o resultado está na TABELA 9. Também são obtidos pelo FPO os fatores de potências otimizados destes parques eólicos, que conforme a TABELA 7 são 0,95 tanto para o parque eólico 58-BVISTAEOL34 como para o 59-MARTERRAEOL34. Estes dados de saída dos parques eólicos otimizados são utilizados como as ações eficazes via o ajuste de seus FPs.
4. **Ações Preventivas Eficazes via Ajuste do FP:** são as ações eficazes, como estratégia de controle preventivo de tensão, que devem ser tomadas para apoiar a atividade da Programação da Operação indicando os fatores de potência de quais parques eólicos devem ser ajustados, que no caso da aplicação ao sistema teste de 56 barras são os dois parques mais sensíveis (e únicos a serem redespachados). Os ajustes dos fatores de potências destes dois parques eólicos 58-BVISTAEOL34 e 59-MARTERRAEOL34, conforme indicado no item 3, são 0,95 capacitivo para ambos.
5. **Programação da Operação:** são as atividades realizadas pelo órgão competente para a programação da operação do sistema ou subsistema elétrico, e quem implementará ou recomendará estas ações de controle mais eficazes visando contribuir com a estabilidade estática de tensão.

Os benefícios da adoção desta estratégia são: um, do ponto de vista computacional, devido à redução no número de variáveis para o problema de FPO e, conseqüentemente, no tempo de processamento; outro, do ponto de vista operativo em razão a que se disponibilizam para redespachos só dois parques eólicos visando a maximização de  $\lambda$  e, assim, contribuir de forma operacionalmente otimizada com a melhoria da estabilidade estática de tensão.

## 5.6 RESULTADOS PARA DIFERENTES CENÁRIOS

Nesta seção são apresentados os resultados de uma série de simulações nas distintas condições de cargas (Leve, Média e Pesada) do subsistema NE do SIN que são utilizadas como



dados operativos do sistema teste de 56 barras. Estas distintas condições de carga, e consequentemente da geração necessária a partir dos parques eólicos, servem como cenários para testar mais amplamente a sensibilidade da MC em relação ao FP dos parques eólicos, e a estratégia de controle preventivo baseado em ações eficazes.

Os cenários escolhidos para os testes, nas três condições de cargas, correspondem ao mês de março que historicamente é o mês com mais baixo fator de capacidade dos parques eólicos do NE, consequentemente da geração de energia eólica. Sendo proposto a utilização dos resultados da aplicação da metodologia de Análise de Agrupamentos (*Cluster Analysis*) (MME-CEPEL, 2019), como técnica estatística para estimar os patamares de carga Leve, Média e Pesada para o mês de março de 2018 a partir dos dados de carga Pesada do mês de novembro de 2018 que esta pesquisa teve acesso.

Estes cenários foram escolhidos para testar o cálculo dos índices de sensibilidade, e aplicação da estratégia de controle preventivo de tensão, para as condições mais desfavoráveis dos parques eólicos. Nestes três cenários, o sistema teste de 56 barras é importador de potência do restante do subsistema NE.

Adicionalmente, são realizadas simulações para os mesmos cenários do subsistema NE, porém estendendo os limites do fator de potência dos parques eólicos para uma faixa levemente mais ampla, ainda que operacionalmente não seja permitida para o regime permanente. A faixa estendida foi de 0,80 indutivo a 0,80 capacitivo, que visou determinar as respostas das sensibilidades e da maximização da distância ao colapso de tensão à possibilidade de extensão da faixa operativa do FP dos parques eólicos.

### 5.6.1 Estimativas de cargas Pesada, Média e Leve para março de 2018

Atualmente, o planejamento e a operação representam as curvas mensais de duração de carga em três patamares associados a faixas fixas de horários, determinados de acordo com o dia da semana, definidas no módulo 5.6 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2017c). Estes patamares são definidos como Pesada, Média e Leve. A curva de carga do SIN tem sofrido alterações, com os picos de demanda ocorrendo no meio do período vespertino, sobretudo no verão, e também por ações de gerenciamento de demanda, que reduz a demanda exatamente nos horários de carga Pesada.

O descolamento entre a curva de carga e a sua representação em patamares implica em distorções nos planejamentos da expansão e da operação, na formação do preço da energia, na contratação da geração e na valoração dos postos tarifários. O estudo Representação dos Patamares de Carga na Cadeia de Modelos Computacionais do Setor Elétrico (MME-CEPEL, 2019) reavalia a discretização da curva de carga em patamares, propondo a aplicação da metodologia de Análise de Agrupamentos (*Cluster Analysis*) como técnica estatística útil para a segmentação dos conjuntos de dados para representar os patamares de carga.

Os dados utilizados, pela metodologia do estudo acima citado, são oriundos do histórico de carga dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte no período de 01/01/2012 a 31/12/2017. Dentre os resultados apresentados no trabalho (MME-CEPEL, 2019) e obtidos pela Análise de Agrupamentos, se pode destacar uma tabela que inclui a Distribuição dos Registros de Carga por Patamares, Duração de Patamares e Centroides dos Patamares, para cada mês do ano.

Como esta pesquisa teve acesso aos dados reais de carga Pesada do subsistema NE para o mês de Novembro de 2018, estes dados foram incluídos nas barras de carga do sistema teste de 56 barras que foram utilizados pelas simulações realizadas por esta pesquisa. Assim, visando determinar valores mais próximos da média real para os patamares de cargas Pesada, Média e Leve do mês de Março de 2018, usam-se os valores dos Centroides do mês de Março (Leve: 0,8422, Média: 0,9806 e Pesada: 1,1314) do trabalho (MME-CEPEL, 2019), visto que este mês - conforme mencionado - tem o fator de capacidade mais baixo (próximo a 40%) dos parques eólicos do subsistema NE, exigindo a importação de potência por parte do subsistema NE dos demais subsistemas do SIN. É considerado o Centroide 1,0 para os dados de carga reais do mês de novembro de 2018.

### 5.6.2 Resultados dos testes com faixa de operação permitida do fator de potência dos parques eólicos

O sistema teste de 56 barras do subsistema NE nas condições de cargas Pesada, Média e Leve, usado nos cálculos das sensibilidades e nas maximizações de  $\lambda$ , apresenta os seguintes dados de cargas inferidos pelo método das estimativas de patamares de cargas descrito na seção anterior, gerações limitadas pelo fator de capacidade 40% dos parques eólicos, e calculadas via fluxo de carga para cada caso base com todos os parques eólicos disponibilizados para despachar com fator de potência na faixa permitida de 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo, conforme mostrados na TABELA 10.

TABELA 10 – Dados Inferidos para Março de 2018 para o Sistema Teste de 56 barras

|                                  | Plantas ou Barras (Unid.) | Carga Pesada (MW) | Carga Média (MW) | Carga Leve (MW) |
|----------------------------------|---------------------------|-------------------|------------------|-----------------|
| Carga Total + Perdas             | 9                         | 685,18            | 590,98           | 509,49          |
| Geração Total (Térmica + Eólica) | 23                        | 436,70            | 436,70           | 436,70          |
| Geração Térmica                  | 1                         | 310,00            | 310,00           | 310,00          |
| Geração Eólica                   | 22                        | 126,70            | 126,70           | 126,70          |
| Potência importada               | -                         | 248,48            | 154,28           | 72,79           |
| Parques Eólicos para Despachar   | 22                        | -                 | -                | -               |

FONTE: (O autor, 2019)

Com a aplicação da abordagem proposta do FPO para maximização de  $\lambda$  para os três patamares de cargas, se obtêm os resultados apresentados na TABELA 11. Uma primeira constatação é que, para todos os patamares de cargas, pela aplicação do FPO se obtêm a maximização de  $\lambda$  com valores mais elevados que as MCs obtidas pelo FCC. Sendo que para o cálculo do FCC, para cada caso base, não se inclui o redespacho dos parques eólicos. Outra constatação é, mesmo que os  $\lambda$ s maximizados sejam mais elevados para todos os patamares de cargas, os pontos de carregamentos máximos (PMCs) são similares para todos patamares de cargas: em torno de 790 MW.

TABELA 11 – Resultados para MC e Maximização de  $\lambda$ 

|  | Pesada  | Carga Média | Leve    |
|--|---------|-------------|---------|
| MC via Fluxo de Carga Continuado                           | 0,04592 | 0,22371     | 0,44337 |
| Função objetivo (Max. $\lambda$ )                          | 0,15669 | 0,33681     | 0,55895 |
| Limites operativos ativados                                | 67      | 75          | 80      |
| Perdas (MW)  | 25,75   | 20,13       | 15,03   |
| Carga total (demanda + perdas) (MW)                        | 685,18  | 590,98      | 509,49  |
| Margem de Carregamento via Max. $\lambda$ (MW)             | 107,36  | 199,05      | 284,78  |
| PMC - Ponto de Máximo Carregamento via Max. $\lambda$ (MW) | 792,53  | 790,03      | 794,27  |

FONTE: (O autor, 2019)

Nas TABELAS 12, 13 e 14 são apresentados para cada patamar de carga, respectivamente, os fatores de potência otimizados dos 6 parques eólicos mais sensíveis dos 22 disponibilizados para redespacho. A primeira constatação é a respeito dos fatores de potência otimizados dos parques eólicos que, iguais ou muito próximos com os fatores de potência determinados nas estimações das sensibilidades, indicam seus ajustes precisos (indicados nas tabelas) em que devem estar operando visando a maximização de  $\lambda$ . Sendo as exceções os FPs dos parques eólicos 3-ALEGR1EOL034 (TABELA 12), 3-ALEGR1EOL034 e 11-REIVE3ELO034 (TABELAs 13 e 14) que apresentam FPs com uma leve absorção de potência reativa. Também, são indicados os FPs 0,95 dos parques eólicos 58-BVISTAEOL34 e 59-MARTERRAEOL34 que atingem seus limites operativos propiciando o surgimento das SLIBs.

Outra constatação é que 5 parques eólicos (nº 2, nº 58, nº 59, nº 1 e nº 3) dos 6 mais sensíveis estão tabulados nos resultados para todos os patamares de carga, ainda que as ordens pelo ranqueamento das sensibilidades sejam ligeiramente diferentes. Ou seja, independente do patamar de carga, estes 5 parques eólicos poderiam ser selecionados como aqueles únicos a serem disponibilizados para redespacho. Assim, repetindo o mesmo procedimento realizado para elaborar a TABELA 9, mas visando obter a maximização de  $\lambda$  para cada patamar de carga, incluindo para redespacho somente no máximo os 5 parques eólicos mais sensíveis, se obtêm os dados apresentados na TABELA 15.

TABELA 12 – Fatores de Potência Otimizados - Carga Pesada

| Nome<br>Parque Eólico | FP via<br>Sensibilidade | FP<br>Otimizado | Sensibilidade<br>$S_i$ |
|-----------------------|-------------------------|-----------------|------------------------|
| 2-ALEGR2EOL034        | 0,99                    | 0,99082         | 0,2098                 |
| 58-BVISTAEOL34        | 0,95                    | <b>0,9500</b>   | 0,1680                 |
| 59-MARTERRAEOL34      | 0,95                    | <b>0,9500</b>   | 0,1306                 |
| 1-MIASS3EOL034        | 0,99                    | 0,99393         | 0,1237                 |
| 3-ALEGR1EOL034        | 0,99                    | -0,99273        | 0,1167                 |
| 85-SSANT3EOL034       | 0,95                    | <b>0,9500</b>   | 0,1103                 |

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 13 – Fatores de Potência Otimizados - Carga Média

| Nome<br>Parque Eólico | FP via<br>Sensibilidade | FP<br>Otimizado | Sensibilidade<br>$S_i$ |
|-----------------------|-------------------------|-----------------|------------------------|
| 2-ALEGR2EOL034        | 0,99                    | 0,99544         | 0,3539                 |
| 58-BVISTAEOL34        | 0,95                    | <b>0,9500</b>   | 0,2460                 |
| 3-ALEGR1EOL034        | 0,99                    | -0,98505        | 0,2100                 |
| 1-MIASS3EOL034        | 0,99                    | 0,99795         | 0,1928                 |
| 59-MARTERRAEOL34      | 0,95                    | <b>0,9500</b>   | 0,1914                 |
| 11-REIVE3ELO034       | 0,99                    | -0,99851        | 0,1702                 |

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 14 – Fatores de Potência Otimizados - Carga Leve

| Nome<br>Parque Eólico | FP via<br>Sensibilidade | FP<br>Otimizado | Sensibilidade<br>$S_i$ |
|-----------------------|-------------------------|-----------------|------------------------|
| 2-ALEGR2EOL034        | 0,99                    | 0,99729         | 0,7884                 |
| 3-ALEGR1EOL034        | 0,99                    | -0,97559        | 0,5893                 |
| 58-BVISTAEOL34        | 0,95                    | <b>0,9500</b>   | 0,4025                 |
| 1-MIASS3EOL034        | 0,99                    | 0,99901         | 0,3502                 |
| 59-MARTERRAEOL34      | 0,95                    | <b>0,9500</b>   | 0,3131                 |
| 11-REIVE3ELO034       | 0,99                    | -0,99298        | 0,3100                 |

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 15 – Maximização de  $\lambda$  com Parques Seleccionados

| Parques Eólicos<br>a redespachar | Carga                    |                         |                        |
|----------------------------------|--------------------------|-------------------------|------------------------|
|                                  | Pesada ( $\lambda$ Máx.) | Média ( $\lambda$ Máx.) | Leve ( $\lambda$ Máx.) |
| Todos                            | 0,15669                  | 0,33681                 | 0,55895                |
| 5 mais sensíveis                 | 0,15666                  | 0,33681                 | 0,55895                |
| 4 mais sensíveis                 | 0,15666                  | 0,33504                 | 0,55704                |
| 3 mais sensíveis                 | 0,15666                  | 0,33249                 | 0,55704                |
| 2 mais sensíveis                 | 0,15526                  | 0,33249                 | Não converge           |
| 1 mais sensível                  | 0,15330                  | 0,33248                 | Não converge           |

FONTE: (O autor, 2019)

Na TABELA 15 se pode corroborar que limitando aos 5 parques eólicos mais sensíveis aqueles que serão disponibilizados para redespachar potência, se terá a mesma maximização de  $\lambda$  que se obteria disponibilizando todos os parques eólicos em qualquer patamar de carga, havendo apenas um diferença insignificante para a carga Pesada. Se pode concluir também que disponibilizar menos de 5 parques eólicos para redespachar, implica em leves reduções na maximização de  $\lambda$  para as cargas Pesada e Média, e um pouco mais significativa para a carga Leve, havendo problemas de convergência para os casos de limitar a 1 ou 2 parques para redespacho na carga Leve, o que indica uma condição operativa não factível.

Por último, aplicando as etapas da estratégia de controle preventivo de tensão, conforme proposta detalhada no diagrama da FIGURA 26, baseado em ações eficazes que devem ser tomadas para apoiar a atividade da Programação da Operação, se conclui que os 5 parques eólicos mais sensíveis que devem ser disponibilizados para redespacho deverão ter seus fatores de potência ajustados conforme indicados nas TABELAS 12, 13 e 14, para cada patamar de carga, respectivamente. Entretanto, como pode ser observado nos valores dos fatores de potência em tais tabelas, são insignificantes as diferenças dos fatores de potência otimizados de um mesmo parque eólico para cada um dos três patamares de carga, podendo-se concluir que o mesmo ajuste otimizado do fator de potência de cada parque eólico pode ser utilizado para os três patamares de carga, reduzindo assim as manobras operativas necessárias.

### 5.6.3 Resultados dos testes com faixa de operação estendida do fator de potência dos parques eólicos

Conforme requerimento feito pela AWEA (*American Wind Energy Association*) e pela LSA (*Large-scale Solar Association*) à agência reguladora FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) dos EE.UU, solicitam que os geradores assíncronos tenham a opção de atender aos requisitos de potência reativa nos terminais do gerador, mesmo se o requisito nesse ponto for mais rigoroso (de 0,90 indutivo a 0,95 capacitivo) do que no Ponto de Interconexão, como consta no documento *Docket No. RM16-1-000; Order No. 827*, que faz referência ao documento

precedente *Order No. 661-A* (FERC, 2016). Com este fundamento, esta tese repete os testes descritos na seção anterior estendendo a faixa de fator potência dos parques eólicos de 0,8 indutivo a 0,8 capacitivo (ENGELHARDT et al., 2011), ainda que não seja permitido operar nesta faixa, visando avaliar seus impactos no incremento da maximização de  $\lambda$ .

Com a aplicação do FPO para maximização de  $\lambda$  para os três patamares de cargas e com a faixa do fator de potência dos parques eólicos a redespachar estendidos entre 0,8 indutivo e 0,8 capacitivo, se obtêm os resultados apresentados na TABELA 16. Se pode constatar nos resultados, que as variações nos PMCs devido à extensão da faixa de fator de potência, ainda que sejam positivas, são insignificantes em termos relativos aos PMCs (abaixo de 1%) obtidos sem estender a faixa de FP, conforme dados na última linha da TABELA 16.

TABELA 16 – Resultados da Maximização de  $\lambda$  com Faixa Estendida de FP

|  | Pesada  | Carga Média | Leve    |
|--|---------|-------------|---------|
| Função objetivo (Max. $\lambda$ )                | 0,16428 | 0,34493     | 0,56753 |
| Limites operativos ativados                      | 71      | 73          | 70      |
| Perdas (MW)                                      | 26,51   | 21,23       | 15,50   |
| Carga total (demanda + perdas) (MW)              | 681,10  | 590,39      | 509,02  |
| Margem de Carregamento via Max. $\lambda$ (MW)   | 111,89  | 203,64      | 288,89  |
| PMC - Ponto de Máximo Carregamento (MW)          | 793,00  | 794,03      | 797,91  |
| Incremento no PMC devido à faixa de FP estendida | 0,06%   | 0,51%       | 0,46%   |

FONTE: (O autor, 2019)

Nas TABELAS 17, 18 e 19 são apresentados para cada patamar de carga, respectivamente, os fatores de potência otimizados dos 6 parques eólicos mais sensíveis dos 22 disponibilizados para redespacho, que indicam os ajustes precisos de seus fatores de potência otimizados em que devem estar operando visando a maximização de  $\lambda$ . São destacados os FPs que atingem seus limites operativos, os quais propiciam os SLIBs durante a maximização de  $\lambda$ .

TABELA 17 – Fatores de Potência Otimizados - Carga Pesada

| Nome Parque Eólico | FP Lim.    | FP Otimizado  | Sensibilidade $S_i$ |
|--------------------|------------|---------------|---------------------|
| 2-ALEGR2EOL034     | $\pm 0,80$ | 0,99770       | 0,2098              |
| 58-BVISTAEOL34     | $\pm 0,80$ | <b>0,8000</b> | 0,1680              |
| 59-MARTERRAEOL34   | $\pm 0,80$ | <b>0,8000</b> | 0,1306              |
| 1-MIASS3EOL034     | $\pm 0,80$ | 0,99802       | 0,1237              |
| 3-ALEGR1EOL034     | $\pm 0,80$ | -0,98725      | 0,1167              |
| 85-SSANT3EOL034    | $\pm 0,80$ | <b>0,8000</b> | 0,1103              |

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 18 – Fatores de Potência Otimizados - Carga Média

| Nome<br>Parque Eólico | FP<br>Lim. | FP<br>Otimizado | Sensibilidade<br>$S_i$ |
|-----------------------|------------|-----------------|------------------------|
| 2-ALEGR2EOL034        | $\pm 0,80$ | 0,99911         | 0,3539                 |
| 58-BVISTAEOL34        | $\pm 0,80$ | <b>0,8000</b>   | 0,2460                 |
| 3-ALEGR1EOL034        | $\pm 0,80$ | -0,97939        | 0,2100                 |
| 1-MIASS3EOL034        | $\pm 0,80$ | 0,99890         | 0,1928                 |
| 59-MARTERRAEOL34      | $\pm 0,80$ | <b>0,8000</b>   | 0,1914                 |
| 11-REIVE3ELO034       | $\pm 0,80$ | -0,99348        | 0,1702                 |

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 19 – Fatores de Potência Otimizados - Carga Leve

| Nome<br>Parque Eólico | FP<br>Lim. | FP<br>Otimizado | Sensibilidade<br>$S_i$ |
|-----------------------|------------|-----------------|------------------------|
| 2-ALEGR2EOL034        | $\pm 0,80$ | 0,99996         | 0,7884                 |
| 3-ALEGR1EOL034        | $\pm 0,80$ | -0,96712        | 0,5893                 |
| 58-BVISTAEOL34        | $\pm 0,80$ | <b>0,8000</b>   | 0,4025                 |
| 1-MIASS3EOL034        | $\pm 0,80$ | 0,99967         | 0,3502                 |
| 59-MARTERRAEOL34      | $\pm 0,80$ | <b>0,8000</b>   | 0,3131                 |
| 11-REIVE3ELO034       | $\pm 0,80$ | -0,98004        | 0,3100                 |

FONTE: (O autor, 2019)

Sendo repetido o mesmo procedimento realizado para elaborar a TABELA 15, visando obter a maximização de  $\lambda$  para cada patamar de carga, incluindo para redespacho até no máximo os 5 parques eólicos mais sensíveis, se obtém os dados apresentados na TABELA 20.

A partir dos dados da TABELA 20, se pode concluir que limitando entre 3 e 5 parques eólicos mais sensíveis como aqueles que serão disponibilizados para redespachar potência, se terá, praticamente, a mesma maximização de  $\lambda$  que se obteria disponibilizando todos os parques eólicos em qualquer patamar de carga. Também se pode observar que só há um caso de problema de convergência quando se limita a 1 parque para redespacho na carga Leve, o que indica esta única condição operativa não factível, diferentemente dos dois casos quando os parques eólicos operam somente na faixa permitida mais estreita de fator de potência.

Por último, também aplicando as etapas da estratégia de controle preventivo de tensão, conforme proposta detalhada no diagrama da FIGURA 26, se conclui que são os 5 parques eólicos mais sensíveis que devem ser disponibilizados para redespacho, os quais deverão ter seus fatores de potência ajustados conforme indicados nas TABELAS 17, 18 e 19, para cada patamar de carga, respectivamente, como ações eficazes que devem ser tomadas para apoiar a atividade da Programação da Operação visando contribuir na estabilidade estática de tensão.

Com os resultados das simulações, se procura demonstrar que a estratégia de controle



TABELA 20 – Maximização de  $\lambda$  com Parques Seleccionados

| Parques Eólicos<br>a redespachar | Carga                    |                         |                        |
|----------------------------------|--------------------------|-------------------------|------------------------|
|                                  | Pesada ( $\lambda$ Máx.) | Média ( $\lambda$ Máx.) | Leve ( $\lambda$ Máx.) |
| Todos                            | 0,16428                  | 0,34493                 | 0,56753                |
| 5 mais sensíveis                 | 0,16418                  | 0,34488                 | 0,56758                |
| 4 mais sensíveis                 | 0,16419                  | 0,34313                 | 0,56548                |
| 3 mais sensíveis                 | 0,16418                  | 0,34313                 | 0,56548                |
| 2 mais sensíveis                 | 0,16281                  | 0,34313                 | 0,56223                |
| 1 mais sensível                  | 0,16087                  | 0,34065                 | Não converge           |

FONTE: (O autor, 2019)

preventivo de tensão, proposta neste capítulo, pode ser utilizada para contribuir na estabilidade estática de tensão por meio ações preventivas eficazes que consistem no ajuste dos fatores de potência dos parques eólicos mais sensíveis que serão disponibilizados para redespacho de potência.

No próximo capítulo são apresentadas as conclusões sobre os resultados obtidos por esta tese e as futuras pesquisas.



## 6 CONCLUSÕES, PRÓXIMAS ATIVIDADES E PUBLICAÇÕES

A pesquisa desenvolvida para esta tese foi para propor uma estratégia de controle preventivo de estabilidade de tensão no SEP, levando-se em consideração a possibilidade de ajuste do FP do parque eólico, previsto como um modo de controle dos parques eólicos. Para este propósito, dentre as questões estudadas destacou-se o fenômeno colapso de tensão, analisando-se suas causas e como detectá-lo.

Como o principal recurso da proposta desta tese é a utilização da geração eólica como suporte adicional de potência reativa ao sistema, foram discutidas a evolução das tecnologias dos aerogeradores sob a perspectiva da sua curva de capacidade, e em especial da sua capacidade de geração de potência reativa. Visando a modelagem do MPPT, que são utilizadas para elaborar as curvas de capacidade, foram utilizadas as formulações do aerogerador de velocidade variável para destacar a faixa permitida do fator de potência dos parques eólicos.

Ao formular o modelo matemático que representa o comportamento do sistema, adotando a teoria das bifurcações para explicar o fenômeno colapso de tensão, e descrevendo os índices de estabilidade para estudar o comportamento do sistema elétrico nas proximidades de tal fenômeno, foi possível identificar as abordagens matemáticas e ferramentas de cálculo para fundamentar a formulação da sensibilidade da MC ao fator de potência do parque eólico que é utilizada na elaboração da estratégia de controle preventivo.

Foram propostas ações de controle preventivo de tensão baseadas no ranqueamento de parques eólicos que impactam de forma mais significativa a MC do sistema através do controle de seu fator de potência. Para isto, um índice de sensibilidade, cuja formulação matemática desenvolvida foi baseada em uma aproximação linear das equações de balanço de potência na vizinhança do PMC, foi usado para classificar esses parques eólicos.

A estratégia controle preventivo de tensão proposta é baseada em ações eficazes, fundamentado no ranqueamento do índice de sensibilidades e numa abordagem para a maximização da distância ao colapso de tensão que utiliza as técnicas de FPO como meio de resolução. Entre as restrições de igualdade para resolução do FPO se incluiu a formulação do fator de potência modificado aproximado, e entre as restrições de desigualdade os limites da faixa permitida do fator de potência dos parques eólicos. Foram incluídos, também, os limites de geração de potência ativa dos parques eólicos determinados pelo ranqueamento do índice de sensibilidade que melhor contribuem para o incremento da MC.

Para testar as propostas desta tese, foi elaborado um sistema de teste de 56 barras baseado em dados reais do subsistema NE do SIN, composto por 22 parques eólicos. Sendo que, a partir dos resultados obtidos nas simulações, esta tese conclui quanto segue:

1. A viabilidade da aplicação da formulação do fator de potência modificado aproximado e da formulação desenvolvida para calcular as sensibilidades da MC aos fatores de potência dos parques eólicos. Ao analisar os resultados de simulações, a partir da implementação computacional das formulações propostas, realizadas com o sistema teste de 56 barras com dados operativos reais do subsistema NE do SIN do mês de novembro de 2018, se conclui que é possível utilizar este ranqueamento do índice de sensibilidades para indicar os parques eólicos mais sensíveis que podem ser ajustados seus fatores de potência, como ações de controle preventivo de tensão para contribuir no incremento da MC e, consequentemente, melhorar a estabilidade estática de tensão.
2. A viabilidade da aplicação da abordagem para a maximização da distância ao colapso de tensão utilizando as técnicas de FPO como meio de resolução, e incluindo nas restrições de igualdade a formulação do fator de potência modificado aproximado, e nas restrições de desigualdade os limites da faixa permitida do fator de potência dos parques eólicos. A partir de testes realizados com o mesmo sistema teste de 56 barras e os mesmos dados operativos usados para o cálculo e elaboração do ranqueamento dos parques eólicos, se pode concluir que esta abordagem para maximização da distância ao colapso de tensão é válida.
3. Também, a partir da utilização dos resultados das simulações na aplicação da estratégia de controle preventivo de tensão proposta, se conclui que esta estratégia pode ser utilizada para contribuir na estabilidade estática de tensão por meio de ações mais eficazes, estratégia que consistem no ajuste dos fatores de potência dos parques eólicos mais sensíveis que serão disponibilizados para redespacho de potência, ajuste que está previsto como um modo de controle dos parques eólicos na operação do SEP.
4. Os resultados das simulações realizadas para dois cenários: uma com a faixa permitida do FP dos parques eólicos  $(-0,95 \text{ a } 0,95)$  e outra com a faixa estendida  $(-0,8 \text{ a } 0,8)$ , para os patamares de cargas Pesada, Média e Leve do subsistema NE, que indicaram um leve incremento nos valores da maximização da distância ao colapso de tensão (Max.  $\lambda$ ) quando da extensão da faixa, sugerem que é recomendado fazer mais pesquisas visando aumentar a faixa de operação do FP dos parques eólicos, no intuito de contribuir com a estabilidade estática de tensão do SEP.

## 6.1 PRÓXIMAS ATIVIDADES

Dentre as próximas atividades, que podem ser realizadas para complementar esta pesquisa, é utilizar os resultados obtidos da análise de sensibilidades dos parques eólicos em algoritmos de avaliação de estabilidade dinâmica, para estudar como as mudanças no ponto de operação desses parques afetam a resposta dinâmica do sistema em termos de índices dinâmicos de estabilidade.

Outra atividade que pode dar sequência a esta pesquisa é elaborar formulações de FPO envolvendo a otimização de outras variáveis de controle, como ajuste de tap de transformadores, ajuste de derivações de banco de capacitores e reatores. Ou ainda, elaborar formulações de sensibilidade que não requeiram informações do ponto de máximo carregamento, visando melhorar o desempenho do cálculo da sensibilidade.

## 6.2 PUBLICAÇÕES OBTIDAS DURANTE O DOUTORADO

1. *Loading Margin Sensitivity in Relation to the Wind Farm Generation Power Factor for Voltage Preventive Control. Journal of Control, Automation and Electrical Systems, 2019.*  
<https://link.springer.com/article/10.1007%2Fs40313-019-00507-5>
2. Análise de sensibilidade da margem de carregamento em relação ao fator de potência da geração eólica para fins de controle preventivo de tensão. No XVIII Encontro Regional Ibero-americano do Cigré - ERIAC, 2019, Foz do Iguaçu. XVIII Encontro Regional Ibero-americano do Cigré - ERIAC, 2019. v. 1. p. 1-9.

## REFERÊNCIAS

- ABDELRAHEM, M.; KENNEL, R. Fault-ride through strategy for permanent-magnet synchronous generators in variable-speed wind turbines. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 9, n. 12, p. 1066, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 35.
- ABEEÓLICA, A. B. de E. E. *Notícias > Agência ABEEólica*. 2017. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/>>. Citado na página 89.
- ABESOLAR. *Energia Solar Fotovoltaica no Brasil*. 2019. Acedido em 16-07-2019. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>>. Citado na página 22.
- ACKERMANN, T. *Wind power in power systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2005. Citado na página 37.
- AJJARAPU, V.; CHRISTY, C. The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 7, n. 1, p. 416–423, Feb 1992. ISSN 0885-8950. Citado na página 71.
- AJJARAPU, V.; LEE, B. Bifurcation theory and its application to nonlinear dynamical phenomena in an electrical power system. In: *[Proceedings] Conference Papers 1991 Power Industry Computer Application Conference*. [S.l.: s.n.], 1991. p. 312–319. Citado na página 60.
- ALMEIDA, R. G.; CASTRONUOVO, E. D.; LOPES, J. A. P. Optimum generation control in wind parks when carrying out system operator requests. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 2, p. 718–725, May 2006. Citado na página 79.
- ALSAC, O. et al. Further developments in lp-based optimal power flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 5, n. 3, p. 697–711, 1990. Citado na página 96.
- ALSOKHIRY, F.; LO, K. L. Provision of reactive power support ancillary services from distributed generation based on renewable energy. In: *2013 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1018–1023. Citado na página 34.
- AMBROSINO, G.; CELEKTANO, G.; GAROFALO, F. Variable structure model reference adaptive control systems. *International Journal of Control*, Taylor & Francis, v. 39, n. 6, p. 1339–1349, 1984. Citado na página 129.
- ANEEL, A. N. D. E. E. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST -Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*, pags. 7 e 44. 2017. <Http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. Citado 2 vezes nas páginas 69 e 70.
- BAGHSORKHI, S. S. Computing saddle-node and limit-induced bifurcation manifolds for subtransmission and transmission wind generation. In: *IEEE. Power & Energy Society General Meeting, 2015 IEEE*. [S.l.], 2015. p. 1–5. Citado na página 22.
- BALU, N. et al. On-line power system security analysis. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 80, n. 2, p. 262–282, 1992. Citado na página 24.

- BELATI, E. A.; FILHO, A. J. S.; SALLES, M. B. C. Analysis of reactive power capability for doubly-fed induction generator of wind energy systems using an optimal reactive power flow. In: . [S.l.: s.n.], 2013. Citado 3 vezes nas páginas 46, 47 e 49.
- BHATTACHARYA, K.; ZHONG, J. Reactive power as an ancillary service. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 16, n. 2, p. 294–300, May 2001. ISSN 0885-8950. Citado na página 35.
- BILLINTON, R.; ABORESHAID, S. Security evaluation of composite power systems. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, v. 142, n. 5, p. 511–516, Sep 1995. ISSN 1350-2360. Citado na página 27.
- BURTON, J.; ZINOBER, A. S. Continuous approximation of variable structure control. *International journal of systems science*, Taylor & Francis, v. 17, n. 6, p. 875–885, 1986. Citado na página 129.
- BYEON, G.-S.; PARK, I.-K.; JANG, G. Modeling and control of a doubly-fed induction generator (dfig) wind power generation system for real-time simulations. *Journal of Electrical Engineering and Technology*, v. 5, p. 61–69, 03 2010. Citado na página 79.
- CANIZARES, C. et al. Comparison of voltage security constrained optimal power flow techniques. In: IEEE. *Power Engineering Society Summer Meeting, 2001*. [S.l.], 2001. v. 3, p. 1680–1685. Citado 2 vezes nas páginas 96 e 97.
- CANIZARES, C. A. Applications of optimization to voltage collapse analysis. In: *IEEE-PES Summer Meeting, San Diego, USA*. [S.l.: s.n.], 1998. Citado na página 96.
- CANIZARES, C. A. et al. Point of collapse methods applied to ac/dc power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 7, n. 2, p. 673–683, May 1992. ISSN 0885-8950. Citado 2 vezes nas páginas 60 e 71.
- CANIZARES, C. A.; CHEN, H.; ROSEHART, W. Pricing system security in electricity markets. In: *Proc. Bulk Power Systems Dynamics and Control-V*. [S.l.: s.n.], 2001. p. 1–11. Citado 2 vezes nas páginas 96 e 97.
- CANIZARES, C. A. et al. Voltage stability assessment: concepts, practices and tools. *IEEE/PES power system stability subcommittee special publication*, n. SP101PSS, 2002. Citado na página 54.
- CHIANG, H.-D.; WANG, C.-S.; FLUECK, A. J. Look-ahead voltage and load margin contingency selection functions for large-scale power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 12, n. 1, p. 173–180, 1997. Citado na página 29.
- CIMINO, M.; PAGILLA, P. R. Reactive power control for multiple synchronous generators connected in parallel. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 31, n. 6, p. 4371–4378, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 82, 128 e 129.
- COLOMBARI, L.; KUIAVA, R.; RAMOS, R. A. Continuation load flow considering discontinuous behaviors of distribution grids. *IEEE Transactions on Power Systems*, p. 1–1, 2019. ISSN 0885-8950. Citado 3 vezes nas páginas 23, 58 e 61.
- CORSI, S. *Voltage control and protection in electrical power systems: from system components to wide-area control*. [S.l.]: Springer, 2015. Citado 3 vezes nas páginas 76, 77 e 78.

- CUTSEM, T. V. Voltage instability: phenomena, countermeasures, and analysis methods. *Proceedings of the IEEE*, v. 88, n. 2, p. 208–227, Feb 2000. ISSN 0018-9219. Citado na página 23.
- CUTSEM, T. V. *Voltage Stability Of Electric Power Systems*. Thierry Van Cutsem, Costas Vournas. [S.l.]: Boston, 2003. Citado 4 vezes nas páginas 55, 57, 58 e 64.
- DOBSON, I. The irrelevance of load dynamics for the loading margin to voltage collapse and its sensitivities. In: *Sensitivities*, in [29. [S.l.: s.n.], 1994. p. 509–518. Citado na página 81.
- DOBSON, I.; LU, L. Computing an optimum direction in control space to avoid stable node bifurcation and voltage collapse in electric power systems. *IEEE Transactions on Automatic Control*, v. 37, n. 10, p. 1616–1620, Oct 1992. ISSN 0018-9286. Citado na página 74.
- DOBSON, I.; LU, L. Voltage collapse precipitated by the immediate change in stability when generator reactive power limits are encountered. *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications*, v. 39, n. 9, p. 762–766, Sep 1992. ISSN 1057-7122. Citado na página 62.
- ENGELHARDT, S. et al. Reactive power capability of wind turbines based on doubly fed induction generators. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 26, n. 1, p. 364–372, March 2011. ISSN 0885-8969. Citado 3 vezes nas páginas 45, 53 e 111.
- EPE, E. de P. E. *Plano Decenal de Energia 2027*. 2019. Acedido em 16-07-2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>>. Citado 3 vezes nas páginas 20, 21 e 22.
- ERLICH, I.; BACHMANN, U. Grid code requirements concerning connection and operation of wind turbines in germany. In: *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005*. [S.l.: s.n.], 2005. p. 1253–1257 Vol. 2. Citado na página 79.
- ERTUGRUL, M. et al. A generalized approach for lyapunov design of sliding mode controllers for motion control applications. In: IEEE. *Advanced Motion Control, 1996. AMC'96-MIE. Proceedings., 1996 4th International Workshop on*. [S.l.], 1996. v. 1, p. 407–412. Citado na página 128.
- FERC, F. E. R. C. *Reactive Power Requirements for Non-Synchronous Generation*; Docket No. RM16-1-000; Order No. 827; Order No. 661-A. 2016. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2016/061616/E-1.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 52 e 111.
- FORTMANN, J.; ERLICH, I. Use of a deadband in reactive power control requirements for wind turbines in european grid code. In: *11th international workshop on large-scale integration of wind power into power systems*. [S.l.: s.n.], 2012. Citado 2 vezes nas páginas 79 e 80.
- FORTMANN, J.; WILCH, M.; KOCH, F. A novel centralised wind farm controller utilising voltage control capability of wind turbines. 01 2008. Citado 2 vezes nas páginas 79 e 80.
- FOSTER, S.; XU, L.; FOX, B. Coordinated reactive power control for facilitating fault ride through of doubly fed induction generator- and fixed speed induction generator-based wind farms. *IET Renewable Power Generation*, v. 4, n. 2, p. 128–138, March 2010. ISSN 1752-1416. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 35.
- FOX, R. W.; PRITCHARD, P. J.; MCDONALD, A. T. *Introdução À Mecânica Dos Fluidos.*, pag. 181. [S.l.]: Grupo Gen-LTC, 2000. Citado na página 38.



- GAO, B.; MORISON, G. K.; KUNDUR, P. Voltage stability evaluation using modal analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 7, n. 4, p. 1529–1542, Nov 1992. ISSN 0885-8950. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 66.
- GAUTAM, D.; VITTAL, V.; HARBOUR, T. Impact of increased penetration of dfig-based wind turbine generators on transient and small signal stability of power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 3, p. 1426–1434, Aug 2009. ISSN 0885-8950. Citado na página 48.
- GOMES, S.; MARTINS, N.; PORTELA, C. Computing small-signal stability boundaries for large-scale power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 18, n. 2, p. 747–752, 2003. Citado na página 29.
- GREENE, S.; DOBSON, I.; ALVARADO, F. L. Sensitivity of the loading margin to voltage collapse with respect to arbitrary parameters. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 12, n. 1, p. 262–272, 1997. Citado 5 vezes nas páginas 22, 54, 73, 81 e 128.
- GREENE, S.; DOBSON, I.; ALVARADO, F. L. Sensitivity of transfer capability margins with a fast formula. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 1, p. 34–40, Feb 2002. ISSN 0885-8950. Citado na página 73.
- HALE, J. K.; KOÇAK, H. *Dynamics and bifurcations*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2012. v. 3. Citado na página 54.
- HAMON, C.; ELKINGTON, K.; GHANDHARI, M. Doubly-fed induction generator modeling and control in dfigs powerfactory. In: *2010 International Conference on Power System Technology*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–7. Citado na página 49.
- HANSEN, A. D. et al. Centralised power control of wind farm with doubly fed induction generators. *Renewable energy*, Elsevier, v. 31, n. 7, p. 935–951, 2006. Citado na página 79.
- HASSAN, H. A.; OSMAN, Z. H.; LASHEEN, A. E.-A. Sizing of statcom to enhance voltage stability of power systems for normal and contingency cases. *Smart Grid and Renewable Energy*, Scientific Research Publishing, v. 5, n. 01, p. 8, 2014. Citado na página 77.
- HATZIARGYRIOU, N.; CUTSEM, T. V. Indices predicting voltage collapse including dynamic phenomena. *CIGRE Task Force*, p. 38–02, 1994. Citado na página 64.
- HATZIARGYRIOU, N. et al. Contribution to bulk system control and stability by distributed energy resources connected at distribution network. IEEE Power & Energy Society, 2017. Citado na página 22.
- HU, B.; CAÑIZARES, C. A.; LIU, M. Secondary and tertiary voltage regulation based on optimal power flows. In: *2010 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control - VIII (IREP)*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 78 e 80.
- HU, J.; LI, Y.; ZHU, J. Multi-objective model predictive control of doubly-fed induction generators for wind energy conversion. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 13, n. 1, p. 21–29, 2019. ISSN 1751-8687. Citado na página 44.
- HUNEALT, M.; GALIANA, F. A survey of the optimal power flow literature. *IEEE transactions on Power Systems*, IEEE, v. 6, n. 2, p. 762–770, 1991. Citado na página 96.



- IRISARRI, G. et al. Maximum loadability of power systems using interior point nonlinear optimization method. *IEEE transactions on Power Systems*, IEEE, v. 12, n. 1, p. 162–172, 1997. Citado na página 96.
- IRISARRI, G. D. et al. Maximum loadability of power systems using interior point nonlinear optimization method. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 1, p. 162–172, Feb 1997. ISSN 0885-8950. Citado na página 72.
- JUNG, J.; HOFMANN, W. Investigation of thermal stress in the rotor of doubly-fed induction generators at synchronous operating point. In: *2011 IEEE International Electric Machines Drives Conference (IEMDC)*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 896–901. Citado na página 45.
- KAMARPOSHTI, M. A.; ALINEZHAD, M. Comparison of svc and statcom in static voltage stability margin enhancement. *system*, v. 9, p. 1, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 76 e 77.
- KATAOKA, Y.; SHINODA, Y. Voltage stability limit of electric power systems with generator reactive power constraints considered. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 2, p. 951–962, May 2005. ISSN 0885-8950. Citado na página 62.
- KHANNA, V. K. Frontmatter. In: \_\_\_\_\_. *Insulated Gate Bipolar Transistor IGBT Theory and Design*. IEEE, 2003. Disponível em: <<https://ieeexplore-ieee-org.ez22.periodicos.capes.gov.br/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=5237313>>. Citado na página 45.
- KONOPINSKI, R. J.; VIJAYAN, P.; AJJARAPU, V. Extended reactive capability of dfig wind parks for enhanced system performance. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 3, p. 1346–1355, Aug 2009. ISSN 0885-8950. Citado 5 vezes nas páginas 23, 29, 35, 47 e 48.
- KUIK, G. A. V. The lanchester–betz–joukowski limit. *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, Wiley Online Library, v. 10, n. 3, p. 289–291, 2007. Citado na página 37.
- KULMALA, A.; REPO, S.; JÄRVENTAUSTA, P. Coordinated voltage control in distribution networks including several distributed energy resources. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 4, p. 2010–2020, July 2014. ISSN 1949-3053. Citado na página 75.
- KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. *Power system stability and control*. [S.l.]: McGraw-hill New York, 1994. v. 7. Citado na página 55.
- KUNDUR, P. et al. Definition and classification of power system stability ieee/cigre joint task force on stability terms and definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 3, p. 1387–1401, Aug 2004. ISSN 0885-8950. Citado 5 vezes nas páginas 26, 27, 55, 56 e 57.
- LALOUNI, S. et al. An improved mppt algorithm for wind energy conversion system. *Journal of Electrical Systems*, v. 10, n. 4, 2014. Citado na página 44.
- LEMOS, C. D. d. S. *Sistema de Geração Eólico com Capacidade de Fault Ride Through*. 2016. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 43.
- LIACCO, T. E. D. Real-time computer control of power systems. *Proceedings of the IEEE*, v. 62, n. 7, p. 884–891, July 1974. ISSN 0018-9219. Citado na página 27.
- LISERRE, M. et al. Overview of multi-mw wind turbines and wind parks. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 58, n. 4, p. 1081–1095, April 2011. Citado na página 79.

- LOF, P. A. et al. Fast calculation of a voltage stability index. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 7, n. 1, p. 54–64, Feb 1992. ISSN 0885-8950. Citado 2 vezes nas páginas 64 e 65.
- LONDERO, R. R. et al. Impact of different dfig wind turbines control modes on long-term voltage stability. In: *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–7. Citado na página 50.
- LUND, T.; SØRENSEN, P.; EEK, J. Reactive power capability of a wind turbine with doubly fed induction generator. *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, Wiley Online Library, v. 10, n. 4, p. 379–394, 2007. Citado 5 vezes nas páginas 23, 45, 46, 47 e 48.
- MADRIGAL, M.; QUINTANA, V. Optimal day-ahead network-constrained power system's market operations planning using an interior point method. In: IEEE. *Electrical and Computer Engineering, 1998. IEEE Canadian Conference on*. [S.l.], 1998. v. 1, p. 401–404. Citado na página 96.
- MAHMUD, M. A. et al. Voltage control of distribution networks with distributed generation using reactive power compensation. In: *IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 985–990. ISSN 1553-572X. Citado na página 36.
- MANSOUR, M.; ALBERTO, L.; RAMOS, R. Look-ahead based method for selection of preventive control for voltage stability analysis. In: IEEE. *Industrial Technology (ICIT), 2012 IEEE International Conference on*. [S.l.], 2012. p. 469–473. Citado na página 29.
- MANSOUR, Y. Suggested techniques for voltage stability analysis. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. [S.l.], 1993. Citado na página 66.
- MARCOLINI, A. M. *Técnicas de optimización aplicadas a la supervisión de límites de operación ya la determinación de actuaciones preventivas en sistemas eléctricos de potencia: tesis doctoral*. Tese (Doutorado) — A. Marano, 2010. Citado 4 vezes nas páginas 66, 67, 70 e 97.
- MARTIN, J. A.; HISKENS, I. A. Reactive power limitation due to wind-farm collector networks. In: *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6. Citado na página 48.
- MARTÍNEZ, J. et al. Comparison of two voltage control strategies for a wind power plant. In: *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–9. Citado na página 79.
- MEEGAHAPOLA, L. et al. Multi-objective reactive power support from wind farms for network performance enhancement. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Wiley Online Library, v. 23, n. 1, p. 135–150, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 35.
- MEEGAHAPOLA, L.; LITTLER, T.; PERERA, S. Capability curve based enhanced reactive power control strategy for stability enhancement and network voltage management. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 52, p. 96–106, 2013. Citado 5 vezes nas páginas 23, 35, 36, 45 e 46.
- MEEGAHAPOLA, L. G.; LITTLER, T.; FLYNN, D. Decoupled-dfig fault ride-through strategy for enhanced stability performance during grid faults. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 1, n. 3, p. 152–162, Oct 2010. ISSN 1949-3029. Citado 3 vezes nas páginas 23, 29 e 35.
- MILANO, F. An open source power system analysis toolbox. In: IEEE. *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*. [S.l.], 2006. p. 1. Citado 5 vezes nas páginas 59, 61, 88, 96 e 100.

- MME-CEPEL, M. d. M. e. E. *Representação dos Patamares de Carga na cadeia de modelos computacionais do setor elétrico - Ministério de Minas e Energia*. 2019. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/10584/61476853/Ata+Anexo+3+CP+51+Relat%C3%B3rio+T%C3%A9cnico+do+GT+Metodologia+da+CPAMP++n%C2%BA+001-2018\\_rv1\\_26072018.pdf/d2597660-d0e2-464f-a8bb-b84af8d6244a](http://www.mme.gov.br/documents/10584/61476853/Ata+Anexo+3+CP+51+Relat%C3%B3rio+T%C3%A9cnico+do+GT+Metodologia+da+CPAMP++n%C2%BA+001-2018_rv1_26072018.pdf/d2597660-d0e2-464f-a8bb-b84af8d6244a)>. Citado 2 vezes nas páginas 106 e 107.
- MOMOH, J. A. et al. The quadratic interior point method solving power system optimization problems. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 9, n. 3, p. 1327–1336, 1994. Citado na página 96.
- MONTICELLI, A. J. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. [S.l.]: E. Blucher, 1983. Citado na página 58.
- MOSLEHI, K. et al. Distributed autonomous real-time system for power system operations-a conceptual overview. In: IEEE. *Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES*. [S.l.], 2004. p. 27–34. Citado na página 75.
- MOURSI, M. E.; JOOS, G.; ABBEY, C. A secondary voltage control strategy for transmission level interconnection of wind generation. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 23, n. 3, p. 1178–1190, May 2008. Citado na página 79.
- MOUSAVI, O. A.; BOZORG, M.; CHERKAOUI, R. Preventive reactive power management for improving voltage stability margin. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 96, p. 36–46, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 67.
- NERC, R. Available transfer capability definitions and determinations. *North American Electric Reliability Council*, 1995. Citado na página 67.
- ONS, O. N. d. S. E. *O Setor Elétrico Brasileiro*. 2017. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/institucional/modelo\\_setorial.aspx](http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx)>. Citado 3 vezes nas páginas 20, 24 e 25.
- ONS, O. N. d. S. E. *Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3 – DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS*, pags. 66. 2017. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Paginas/busca.aspx?k=procedimentos%20de%20rede>>. Citado 2 vezes nas páginas 69 e 70.
- ONS, O. N. d. S. E. *Procedimentos de Rede – Submódulo 5.6*. 2017. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Paginas/busca.aspx?k=procedimentos%20de%20rede>>. Citado na página 106.
- ONS, O. N. d. S. E. *Boletim Mensal de Geração Eólica - Dezembro/2018*, pag. 9. 2019. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim\\_Eolica\\_dez\\_2018.pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim_Eolica_dez_2018.pdf)>. Citado na página 89.
- ONS, O. N. d. S. E. *Procedimentos de Rede – Submódulo 3.6*. 2019. 24-25 p. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%203%2FSubm%C3%B3dulo%203.6%2FSubmodulo%203.6\\_Rev\\_1.0.pdf](http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%203%2FSubm%C3%B3dulo%203.6%2FSubmodulo%203.6_Rev_1.0.pdf)>. Citado 4 vezes nas páginas 46, 50, 51 e 52.
- ONS, O. N. d. S. E. *Mapa Dinâmico - Sistema de Informações Geográficas Cadastrais*. online: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas/>, 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Citado na página 89.
- QUINTANA, V. H.; TORRES, G. L. Introduction to interior-point methods. *IEEE PICA, Santa Clara, CA*, 1999. Citado 2 vezes nas páginas 96 e 100.

- RAZA, K. S. M. et al. A novel algorithm for fast and efficient maximum power point tracking of wind energy conversion systems. In: *2008 18th International Conference on Electrical Machines*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 44.
- ROSEHART, W.; CAÑIZARES, C.; QUINTANA, V. Costs of voltage security in electricity markets. In: *IEEE. Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*. [S.l.], 2000. v. 4, p. 2115–2120. Citado 2 vezes nas páginas 96 e 97.
- ROY, N. K.; POTA, H. R.; MAHMUD, M. A. Effects of operational modes of distributed wind generators on distribution networks. In: *2014 IEEE PES General Meeting | Conference Exposition*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–5. Citado 2 vezes nas páginas 49 e 50.
- SALIM, K.; ALBERTO, L.; BRETAS, N. Fast methodology for voltage stability margin evaluation due to hopf bifurcation. In: *IEEE General Meeting, Minneapolis*. [S.l.: s.n.], 2010. Citado na página 29.
- SALIM, K. C. d. O. *Metodologia de avaliação de margem de estabilidade devido a bifurcações em sistemas elétricos de potência*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2011. Citado na página 29.
- SALLES, M. B. d. C. *Modelagem e análises de geradores eólicos de velocidade variável conectados em sistemas de energia elétrica*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2009. Citado na página 41.
- SANCHÁ, J. L. et al. Secondary voltage control: analysis, solutions and simulation results for the spanish transmission system. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 2, p. 630–638, May 1996. ISSN 0885-8950. Citado na página 78.
- SANTOS, C. J. d. Método rápido para avaliação da margem de estabilidade de tensão considerando os limites de potência reativa dos geradores. 2008. 119 f. *Mestrado em Engenharia Elétrica—EESC-Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, SP*, 2009. Citado na página 29.
- SARMIN, M. K. N. M. et al. Coordinated voltage control in distribution network with renewable energy based distributed generation. *Engineering, Scientific Research Publishing*, v. 5, n. 01, p. 208, 2013. Citado na página 78.
- SAVULESCU, S. *Real-time stability in power systems: techniques for early detection of the risk of blackout*. [S.l.]: Springer, 2014. Citado na página 70.
- SCHULZ, R. P.; PRICE, W. W. Classification and identification of power system emergencies. *IEEE Power Engineering Review*, PER-4, n. 12, p. 31–32, Dec 1984. ISSN 0272-1724. Citado na página 27.
- SEYDEL, R. *Practical bifurcation and stability analysis*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2009. v. 5. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 60.
- SHAHIDEHPOUR, M.; TINNEY, F.; FU, Y. Impact of security on power systems operation. *Proceedings of the IEEE*, v. 93, n. 11, p. 2013–2025, Nov 2005. ISSN 0018-9219. Citado na página 26.
- SIMOES, M. G.; BOSE, B. K.; SPIEGEL, R. J. Fuzzy logic based intelligent control of a variable speed cage machine wind generation system. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 12, n. 1, p. 87–95, Jan 1997. ISSN 0885-8993. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 44.



- SL-SUBHI, A.; ALSUMIRI, M.; ALALWANI, S. Novel mppt algorithm for low cost wind energy conversion systems. In: *2017 Intl Conf on Advanced Control Circuits Systems (ACCS) Systems 2017 Intl Conf on New Paradigms in Electronics Information Technology (PEIT)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 144–148. Citado na página 44.
- SLOOTWEG, J. G. et al. General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 1, p. 144–151, Feb 2003. ISSN 0885-8950. Citado na página 41.
- SLOTINE, J.-J.; SASTRY, S. S. Tracking control of non-linear systems using sliding surfaces, with application to robot manipulators. *International journal of control*, Taylor & Francis, v. 38, n. 2, p. 465–492, 1983. Citado na página 129.
- SOHN, A. P. *Estudos de estabilidade de sistemas elétricos de potência na presença de diferentes modelos de unidades eólicas*. 2014. Citado 3 vezes nas páginas 38, 39 e 40.
- SOUSA, T.; SOUZA, F. S.; BELATI, E. A. Analysis of reactive power support from wind generators as ancillary service providers. *IEEE Latin America Transactions*, v. 14, n. 9, p. 4021–4027, Sept 2016. ISSN 1548-0992. Citado na página 45.
- SOUZA, A. C. Z. de; CANIZARES, C. A.; QUINTANA, V. H. New techniques to speed up voltage collapse computations using tangent vectors. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 3, p. 1380–1387, Aug 1997. ISSN 0885-8950. Citado na página 71.
- STOTT, B.; MARINHO, J.; ALSAC, O. Review of linear programming applied to power system rescheduling. In: *IEEE. Power Industry Computer Applications Conference, 1979. PICA-79. IEEE Conference Proceedings*. [S.l.], 1979. p. 142–154. Citado na página 96.
- SUJOD, M. Z.; ERLICH, I.; ENGELHARDT, S. Improving the reactive power capability of the dfig-based wind turbine during operation around the synchronous speed. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 28, n. 3, p. 736–745, Sept 2013. ISSN 0885-8969. Citado na página 45.
- SULLIGOI, G.; CHIANDONE, M.; ARCIDIACONO, V. Newsart automatic voltage and reactive power regulator for secondary voltage regulation: Design and application. In: *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–7. ISSN 1932-5517. Citado na página 78.
- TAMIMI, B.; CAÑIZARES, C.; BHATTACHARYA, K. Modeling and performance analysis of large solar photo-voltaic generation on voltage stability and inter-area oscillations. In: *IEEE. Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*. [S.l.], 2011. p. 1–6. Citado na página 22.
- TAN, Y. T.; KIRSCHEN, D. S. Impact on the power system of a large penetration of photovoltaic generation. In: *IEEE. Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*. [S.l.], 2007. p. 1–8. Citado na página 24.
- TARANTO, G. N. et al. Benefits of applying secondary voltage control schemes to the brazilian system. In: *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*. [S.l.: s.n.], 2000. v. 2, p. 937–942 vol. 2. Citado na página 78.
- TARCHALA, G. Influence of the sign function approximation form on performance of the sliding-mode speed observer for induction motor drive. In: *IEEE. Industrial Electronics (ISIE), 2011 IEEE International Symposium on*. [S.l.], 2011. p. 1397–1402. Citado 3 vezes nas páginas 82, 129 e 130.

- TOMIN, N. et al. Development of automatic intelligent system for on-line voltage security control of power systems. In: *2017 IEEE Manchester PowerTech*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6. Citado na página 78.
- TOMSOVIC, K. et al. Designing the next generation of real-time control, communication, and computations for large power systems. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 93, n. 5, p. 965–979, 2005. Citado na página 75.
- TORRES, G. L.; QUINTANA, V. H. An interior-point method for nonlinear optimal power flow using voltage rectangular coordinates. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, n. 4, p. 1211–1218, Nov 1998. ISSN 0885-8950. Citado 2 vezes nas páginas 96 e 100.
- TORRES, G. L.; QUINTANA, V. H.; LAMBERT-TORRES, G. Optimal power flow in rectangular form via an interior point method. In: CITESEER. *Proc. of 1996 IEEE North American Power Symposium*. [S.l.], 1996. Citado na página 96.
- TSILI, M.; PAPATHANASSIOU, S. A review of grid code technical requirements for wind farms. *IET Renewable Power Generation*, v. 3, n. 3, p. 308–332, Sep. 2009. Citado na página 79.
- ULLAH, N. R.; BHATTACHARYA, K.; THIRINGER, T. Wind farms as reactive power ancillary service providers x2014;technical and economic issues. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 24, n. 3, p. 661–672, Sept 2009. ISSN 0885-8969. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 36.
- USMAN, Y. et al. Voltage control for a wind power plant based on the available reactive current of a dfig and its impacts on the point of interconnection. *Transactions of The Korean Institute of Electrical Engineers*, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), v. 65, n. NREL/JA-5D00-66198, 2016. Citado na página 80.
- VITTAL, E.; O'MALLEY, M.; KEANE, A. A steady-state voltage stability analysis of power systems with high penetrations of wind. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 25, n. 1, p. 433–442, Feb 2010. ISSN 0885-8950. Citado na página 49.
- WANG, Q.; CHANG, L. An intelligent maximum power extraction algorithm for inverter-based variable speed wind turbine systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 19, n. 5, p. 1242–1249, Sept 2004. ISSN 0885-8993. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 44.
- WU, F. F.; MOSLEHI, K.; BOSE, A. Power system control centers: Past, present, and future. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 93, n. 11, p. 1890–1908, 2005. Citado na página 75.
- XU, L.; CARTWRIGHT, P. Direct active and reactive power control of dfig for wind energy generation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 21, n. 3, p. 750–758, Sept 2006. ISSN 0885-8969. Citado na página 45.
- ZHAO, J.; CHIANG, H.-D.; LI, H. Enhanced look-ahead load margin estimation for voltage security assessment. *International journal of electrical power & energy systems*, Elsevier, v. 26, n. 6, p. 431–438, 2004. Citado na página 29.

## Apêndices



## APÊNDICE A – A SENSIBILIDADE DA MC À VARIAÇÃO DO FP DO PARQUE EÓLICO

Neste apêndice se detalha a formulação matemática proposta para calcular a sensibilidade da variação da MC, ou seja  $\lambda_{crit}$ , em relação à variação do fator de potência  $FP_i$  de um Parque Eólico conectado à  $i$ -ésima barra do SEP.

A formulação matemática da sensibilidade proposta deriva rigorosamente da teoria da bifurcação apresentada na seção 3.3 e se fundamenta na abordagem proposta em (GREENE; DOBSON; ALVARADO, 1997). Como ponto de partida, se considera que o ponto SNB, ou seja o  $\lambda_{crit}$ , seja calculado pelo método FCC descrito e formulado na seção 3.6 em razão à formulação matemática exigir precisão no cálculo do ponto SNB. É oportuno destacar que, além desta formulação proposta, outras estão sendo desenvolvidas nesta tese, de modo a evitar o cálculo preciso do ponto de colapso de tensão.

Para esta abordagem da estimação da sensibilidade se considera que a MC, ou seja o  $\lambda_{crit}$ , tenha sido calculado pelo FCC, e considerando que para  $\lambda_{crit}$  tem-se  $x = x^*$ , onde  $x = [\theta \mid V]^T$  é o vetor de variáveis de estado com os ângulos e módulos das tensões das barras do SEP. Ainda, o sobrescrito  $*$  denota o valor das variáveis de estado no PMC.

Sendo o fator de potência  $FP_i$  para a  $i$ -ésima barra geradora equacionado por:

$$FP_i \triangleq \frac{P_{Gi}}{S_{Gi}} \triangleq \frac{P_{Gi}}{\sqrt{P_{Gi}^2 + Q_{Gi}^2}} \quad (A.1)$$

a geração de potência ativa do Parque Eólico, dado por  $P_{Gi}$  em (A.1), tem sempre um valor positivo. No entanto, dependendo da demanda, que pode variar ao longo das horas do dia, a potência reativa,  $Q_{Gi}$ , pode ter valores tanto positivos como negativos. Um problema com a definição dada por (A.1) é que ela não fornece um dado importante que é justamente o sinal da potência reativa, ou seja, se o Parque Eólico está fornecendo<sup>1</sup> ou absorvendo<sup>2</sup> potência reativa do sistema. Para superar este problema, pode-se redefinir o fator de potência incluindo explicitamente o sinal da potência reativa (CIMINO; PAGILLA, 2016) e (ERTUGRUL et al., 1996). Assim, para a  $i$ -ésima barra será conforme segue.

$$\hat{FP}_i \triangleq \text{sin}(\angle Q_{Gi}) \frac{P_{Gi}}{\sqrt{P_{Gi}^2 + Q_{Gi}^2}} \quad (A.2)$$

onde

$$\text{sin}(\angle Q_{Gi}) = \begin{cases} 1, & Q_{Gi} \geq 0 \\ -1, & Q_{Gi} < 0. \end{cases} \quad (A.3)$$

Mesmo que a definição dada por (A.2) e (A.3) permita determinar se o Parque Eólico está fornecendo ou absorvendo potência reativa, a mesma incorporou uma descontinuidade dada

<sup>1</sup>  $Q_{Gi} > 0$ ,  $P_{Gi}$  em atraso em relação à  $Q_{Gi}$ , ou seja potência reativa capacitiva na perspectiva do Parque Eólico.

<sup>2</sup>  $Q_{Gi} < 0$ ,  $P_{Gi}$  adiantado em relação à  $Q_{Gi}$ , ou seja potência reativa indutiva na perspectiva do Parque Eólico.

pela função *senal* quando  $Q_{G_i} = 0$ , ou seja,  $\lim_{Q \rightarrow 0^+} \rightarrow \hat{F}P_i = 1 \neq \lim_{Q \rightarrow 0^-} \rightarrow \hat{F}P_i = -1$ . Para eliminar a descontinuidade de  $\hat{F}P_i$ , (CIMINO; PAGILLA, 2016) ainda propõe o fator de potência modificado, dado pela seguinte formulação:

$$\bar{F}P_i = \hat{F}P_i \text{senal}(Q_{G_i}) + [1 - \text{senal}(Q_{G_i})]. \quad (\text{A.4})$$

A função *senal* dada por (A.3), e incorporada em (A.4), pode ser substituída por uma função contínua aproximada. Existem duas abordagens distintas: uma pela função de saturação proposto para modelar sistemas de controle não lineares (SLOTINE; SASTRY, 1983), (BURTON; ZINOBER, 1986), e outra pela função sigmoide, também denominada de função de Ambrosino (AMBROSINO; CELEKTANO; GAROFALO, 1984) que tem várias formulações propostas em (TARCHALA, 2011) conforme segue.

$$\text{sigm}_1(s) = \frac{2}{1 + e^{-s/\varepsilon}} - 1 \quad (\text{A.5})$$

$$\text{sigm}_2(s) = \tanh(s/\varepsilon) \quad (\text{A.6})$$

$$\text{sigm}_3(s) = \frac{2}{\pi} \arctan(s/\varepsilon) \quad (\text{A.7})$$

$$\text{sigm}_4(s) = \frac{s}{\varepsilon + |s|} \quad (\text{A.8})$$

$$\text{sigm}_5(s) = \frac{s/\varepsilon}{\sqrt{1 + (s/\varepsilon)^2}} \quad (\text{A.9})$$

onde  $s$  é a variável da função *senal* que no ponto 0 apresenta a descontinuidade, que no caso da formulação do FP é a variável  $Q$ . Tanto a função de saturação (*sat*) cujo gráfico é mostrado na FIGURA 27 a, como as funções sigmoide (*sigm*), (A.5) a (A.9), podem substituir a função *senal* com maior ou menor aproximação ajustando o parâmetro  $\varepsilon$  conforme mostrado nas FIGURA 27 a e b.

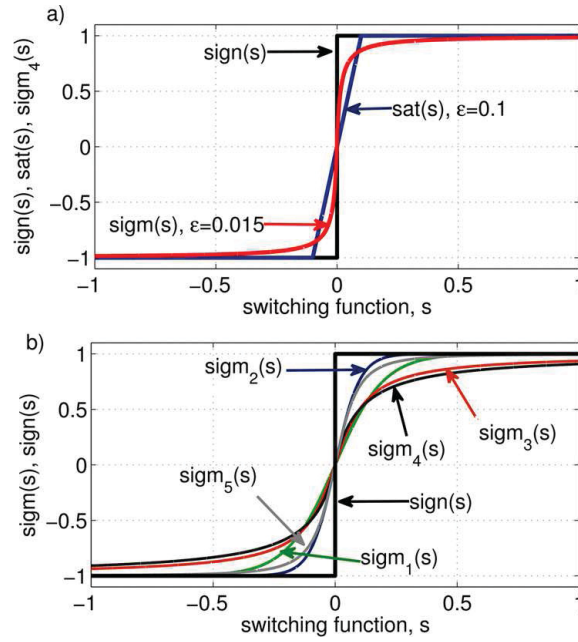
Na FIGURA 27 b se pode observar que o gráfico da função  $\text{sigm}_2$ , que corresponde a (A.6), é a que melhor se ajusta ao contorno da função *senal*,  $\text{senal}(s)$ , para o mesmo parâmetro  $\varepsilon$ , sendo  $\tanh(\cdot)$  o tangente hiperbólico. Portanto, a proposta desta tese adota a função sigmoide  $\text{sigm}_2$  para a formulação do fator de potência modificado aproximado,  $\tilde{F}P_i$ , na modelagem da sensibilidade, conforme segue.

$$\tilde{F}P_i = \frac{P_{G_i}}{\sqrt{P_{G_i}^2 + Q_{G_i}^2}} \tanh(Q_{G_i}/\varepsilon) + (1 - \tanh(Q_{G_i}/\varepsilon)). \quad (\text{A.10})$$

A formulação (A.10) representa a função do fator de potência modificado aproximado,  $\tilde{F}P_i$ , que é monotonicamente decrescente e suave em relação à variável  $Q_{G_i}$ , e o valor adotado para o parâmetro  $\varepsilon$  é 0,015 em razão a ser o valor ótimo obtido nas simulações apresentadas em (TARCHALA, 2011).

Por outro lado, aplicando as equações da modelagem do SEP, (3.1) a (3.5), ao sistema que se deseja avaliar a sensibilidade do carregamento em relação ao FP de um parque eólico

FIGURA 27 – Aproximações da função sinal: a) comparações da função sinal, função de saturação e uma das funções sigmóides, para  $\varepsilon = 0,015$ ; b) conjunto de funções sigmóides para  $\varepsilon = 0,1$



Fonte: (TARCHALA, 2011)

acoplado a um POI, levando em consideração que as direções de crescimento da demanda e geração são determinadas pelo caso base, ou seja os vetores  $K_P$ ,  $K_Q$  e  $K_G$  são unitários, tem-se:

$$P_G - P_L = f(x) \quad (\text{A.11})$$

$$Q_G - Q_L = g(x) \quad (\text{A.12})$$

sendo os termos  $f(x)$  e  $g(x)$  vetores com os fluxos de potência ativa e reativa injetadas nas barras do sistema.

Por outro lado, incluindo o parâmetro de incremento de carga  $\lambda$  nos termos das cargas ativa e reativa (A.11) e (A.12), têm-se:

$$P_L = P_{L_0} + (\lambda - 1)P_{L_0} \quad (\text{A.13})$$

$$Q_L = Q_{L_0} + (\lambda - 1)Q_{L_0} \quad (\text{A.14})$$

onde  $P_{L_0}$  e  $Q_{L_0}$  são vetores com as cargas ativa e reativa do caso base, respectivamente, nas barras do sistema.

Fazendo as devidas substituições de (A.13)-(A.14) em (A.11)-(A.12), é possível escrever:

$$P_G - (P_{L_0} + (\lambda - 1)P_{L_0}) - f(x) = 0 \quad (\text{A.15})$$

e

$$Q_G - (Q_{L_0} + (\lambda - 1)Q_{L_0}) - g(x) = 0. \quad (\text{A.16})$$

O conjunto de equações (A.15) e (A.16) podem ser escritos na forma compacta como segue:

$$F(x, \lambda, P_G, Q_G) = 0. \quad (\text{A.17})$$

Considerando que  $i$  indica a  $i$ -ésima barra onde o parque eólico em teste está operando para estimar sua sensibilidade, e  $P_{G_{0i}}$  e  $Q_{G_{0i}}$  são potências ativa e reativa geradas pelo parque eólico,  $P_{L_{0i}}$  e  $Q_{L_{0i}}$  suas cargas ativa e reativa, para o caso base; e aplicando (A.15) e (A.16) à  $i$ -ésima barra com o parque eólico, se pode escrever:

$$P_{G_i} - (P_{L_{0i}} + (\lambda - 1)P_{L_{0i}}) - f_i(x) = 0 \quad (\text{A.18})$$

$$Q_{G_i} - (Q_{L_{0i}} + (\lambda - 1)Q_{L_{0i}}) - g_i(x) = 0, \quad (\text{A.19})$$

sendo os termos  $f_i(x)$  e  $g_i(x)$  os fluxos de potência ativa e reativa injetadas na barra  $i$ .

Reagrupando os termos de (A.18) e (A.19) como segue:

$$1 - \frac{(P_{L_{0i}} + (\lambda - 1)P_{L_{0i}})}{P_{G_i}} - \frac{f_i(x)}{P_{G_i}} = 0 \quad (\text{A.20})$$

$$1 - \frac{(Q_{L_{0i}} + (\lambda - 1)Q_{L_{0i}})}{Q_{G_i}} - \frac{g_i(x)}{Q_{G_i}} = 0. \quad (\text{A.21})$$

Designando (A.20) como uma função de  $x$ ,  $\lambda$  e  $P_{G_i}$ , e (A.21) como uma função de  $x$ ,  $\lambda$  e  $Q_{G_i}$ , tem-se:

$$h_{P_i}(x, \lambda, P_{G_i}) = 1 - \frac{(P_{L_{0i}} + (\lambda - 1)P_{L_{0i}})}{P_{G_i}} - \frac{f_i(x)}{P_{G_i}} \quad (\text{A.22})$$

$$h_{Q_i}(x, \lambda, Q_{G_i}) = 1 - \frac{(Q_{L_{0i}} + (\lambda - 1)Q_{L_{0i}})}{Q_{G_i}} - \frac{g_i(x)}{Q_{G_i}} \quad (\text{A.23})$$

e definindo as funções  $\bar{h}_{P_i}(x)$  e  $\bar{h}_{Q_i}(x)$  como sendo:

$$\bar{h}_{P_i}(x, \lambda) = h_{P_i}(x, \lambda, P_{G_i})P_{G_i} \rightarrow \bar{h}_{P_i}(x, \lambda) = P_{G_i} - (P_{L_{0i}} + (\lambda - 1)P_{L_{0i}}) - f_i(x) \quad (\text{A.24})$$

$$\bar{h}_{Q_i}(x, \lambda) = h_{Q_i}(x, \lambda, Q_{G_i})Q_{G_i} \rightarrow \bar{h}_{Q_i}(x, \lambda) = Q_{G_i} - (Q_{L_{0i}} + (\lambda - 1)Q_{L_{0i}}) - g_i(x). \quad (\text{A.25})$$

Organizando vetorialmente (A.22) a (A.25) de acordo à seguinte estrutura:

$$F(x, \lambda, P_{G_i}, Q_{G_i}) = \begin{bmatrix} \bar{h}_{P_1}(x, \lambda) \\ \bar{h}_{P_2}(x, \lambda) \\ \vdots \\ h_{P_i}(x, \lambda, P_{G_i}) \\ \vdots \\ \bar{h}_{P_{N_B}}(x, \lambda) \\ \bar{h}_{Q_1}(x, \lambda) \\ \bar{h}_{Q_2}(x, \lambda) \\ \vdots \\ h_{Q_i}(x, \lambda, Q_{G_i}) \\ \vdots \\ \bar{h}_{Q_{N_B}}(x, \lambda) \end{bmatrix} \quad (\text{A.26})$$

onde o subscrito  $i$  indica a  $i$ -ésima barra onde está conectado o parque eólico, o subscrito  $N_B$  é o numero total de barras do sistema, e por (A.20) e (A.21) se tem que:

$$F(x, \lambda, P_{G_i}, Q_{G_i}) = 0. \quad (\text{A.27})$$

Por outro lado, reagrupando os termos de (A.10) para fator de potência modificado aproximado  $\tilde{F}P_i$  se define a função  $s_i(\tilde{F}P_i, P_{G_i}, Q_{G_i})$  como segue:

$$s_i(\tilde{F}P_i, P_{G_i}, Q_{G_i}) = 0 \quad (\text{A.28})$$

sendo

$$s_i(\tilde{F}P_i, P_{G_i}, Q_{G_i}) = \tilde{F}P_i - \frac{P_{G_i}}{\sqrt{P_{G_i}^2 + Q_{G_i}^2}} \tanh(Q_{G_i}/\varepsilon) + (1 - \tanh(Q_{G_i}/\varepsilon)). \quad (\text{A.29})$$

A seguir se lineariza (A.29) a partir de sua expansão em Série de Taylor em relação ao PMC, ou seja, no ponto SNB da curva PV onde o jacobiano das equações de fluxo de potência é singular e que corresponde a  $\lambda = \lambda_{crit}$  e  $x = x^*$ , sendo  $P_{G_{0i}}$  e  $Q_{G_{0i}}$  a geração ativa e reativa do parque eólico para o caso base para a  $i$ -ésima barra mas sem o re-despacho destas potências na evolução do sistema entre o caso base e o PMC. Portanto, desconsiderando os termos a partir da segunda ordem na expansão, e agrupando-os na forma matricial se obtém:

$$\left[ \frac{\partial s_i(\tilde{F}P_i, P_{G_i}, Q_{G_i})}{\partial \tilde{F}P_i} \quad \frac{\partial s_i(\tilde{F}P_i, P_{G_i}, Q_{G_i})}{\partial P_{G_i}} \quad \frac{\partial s_i(\tilde{F}P_i, P_{G_i}, Q_{G_i})}{\partial Q_{G_i}} \right] \begin{bmatrix} \Delta \tilde{F}P_i \\ \Delta P_{G_i} \\ \Delta Q_{G_i} \end{bmatrix} = 0 \quad (\text{A.30})$$

onde  $\partial s_i$  indica o diferencial parcial da série de Taylor da função (A.29). De (A.30) no ponto  $X = (x^*, \lambda_{crit}, P_{G_{0i}}, Q_{G_{0i}})$  se obtém que

$$\Delta \tilde{F}P_i = -\frac{\partial s_i(\tilde{F}P_i, P_{G_i}, Q_{G_i})}{\partial P_{G_i}} \Big|_X \Delta P_{G_i} - \frac{\partial s_i(\tilde{F}P_i, P_{G_i}, Q_{G_i})}{\partial Q_{G_i}} \Big|_X \Delta Q_{G_i} \quad (\text{A.31})$$

sendo  $P_{G_i}$  e  $Q_{G_i}$ , as potências ativa e reativa do Parque Eólico na barra  $i$  validadas para a obtenção do PMC, ou seja  $\lambda_{crit}$ , e os estados para  $x^*$ .

Como  $F(x, \lambda, P_{G_i}, Q_{G_i}) = 0$ , e considerando que  $X = (x^*, \lambda_{crit}, P_{G_{0i}}, Q_{G_{0i}})$ , também se lineariza no PMC, obtendo-se na forma matricial como segue.

$$\left[ \frac{\partial F(x, \lambda, P_{G_i}, Q_{G_i})}{\partial x} \quad \frac{\partial F(\cdot)}{\partial \lambda} \quad \frac{\partial F(\cdot)}{\partial P_{G_i}} \quad \frac{\partial F(\cdot)}{\partial Q_{G_i}} \right] \Big|_X \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta P_{G_i} \\ \Delta Q_{G_i} \end{bmatrix} = 0 \quad (\text{A.32})$$

que resulta em

$$\frac{\partial F(\cdot)}{\partial x} \Big|_X \Delta x + \frac{\partial F(\cdot)}{\partial \lambda} \Big|_X \Delta \lambda + \frac{\partial F(\cdot)}{\partial P_{G_i}} \Big|_X \Delta P_{G_i} + \frac{\partial F(\cdot)}{\partial Q_{G_i}} \Big|_X \Delta Q_{G_i} = 0. \quad (\text{A.33})$$

Para desenvolver cada um dos termos das derivadas parciais de (A.33), se devem levar em conta (A.22) a (A.26). Para o primeiro termo  $\frac{\partial F(\cdot)}{\partial x}$ , se formula como segue.

$$\frac{\partial F(\cdot)}{\partial x} = T_1 J_x \quad (\text{A.34})$$

sendo  $T_1$  dado por

$$T_1 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \cdots & & & & & & \\ 0 & \ddots & 0 & \cdots & & & & & \\ \vdots & 0 & \frac{1}{P_{G_i}} & 0 & \cdots & & & & \\ & \vdots & 0 & \ddots & 0 & \cdots & & & \\ & & \vdots & 0 & 1 & 0 & \cdots & & \\ & & & \vdots & 0 & 1 & 0 & \cdots & \\ & & & & \vdots & 0 & \ddots & 0 & \cdots \\ & & & & & \vdots & 0 & \frac{1}{Q_{G_i}} & 0 & \cdots \\ & & & & & & \vdots & 0 & \ddots & 0 \\ & & & & & & & \vdots & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{A.35})$$

e  $J_x$  dado por

$$J_x = \begin{bmatrix} -\frac{\partial f_1(x)}{\partial x} \\ \vdots \\ -\frac{\partial f_i(x)}{\partial x} \\ \vdots \\ -\frac{\partial f_{N_B}(x)}{\partial x} \\ -\frac{\partial g_1(x)}{\partial x} \\ \vdots \\ -\frac{\partial g_i(x)}{\partial x} \\ \vdots \\ -\frac{\partial g_{N_B}(x)}{\partial x} \end{bmatrix}. \quad (\text{A.36})$$

Portanto,  $\frac{\partial F(\cdot)}{\partial x}$  resulta em

$$\frac{\partial F(\cdot)}{\partial x} = \begin{bmatrix} -\frac{\partial f_1(x)}{\partial x} \\ \vdots \\ -\frac{1}{P_{G_i}} \frac{\partial f_i(x)}{\partial x} \\ \vdots \\ -\frac{\partial f_{N_B}(x)}{\partial x} \\ -\frac{\partial g_1(x)}{\partial x} \\ \vdots \\ -\frac{1}{Q_{G_i}} \frac{\partial g_i(x)}{\partial x} \\ \vdots \\ -\frac{\partial g_{N_B}(x)}{\partial x} \end{bmatrix}. \quad (\text{A.37})$$

Analogamente, para o segundo, terceiro e quarto termos de (A.33),  $\frac{\partial F(\cdot)}{\partial \lambda}$ ,  $\frac{\partial F(\cdot)}{\partial P_{G_i}}$  e  $\frac{\partial F(\cdot)}{\partial Q_{G_i}}$ , respectivamente, também levando em conta (A.22) a (A.26), se pode formular como segue.

$$\frac{\partial F(\cdot)}{\partial \lambda} = T_2, \quad \frac{\partial F(\cdot)}{\partial P_{G_i}} = T_3 \quad e \quad \frac{\partial F(\cdot)}{\partial Q_{G_i}} = T_4 \quad (\text{A.38})$$

sendo  $T_2$ ,  $T_3$  e  $T_4$  dados, respectivamente, por

$$T_2 = \begin{bmatrix} -P_{L_{0_1}} \\ \vdots \\ -\frac{P_{L_{0_i}}}{P_{G_i}} \\ \vdots \\ -P_{L_{0_{N_B}}} \\ -Q_{L_{0_1}} \\ \vdots \\ -\frac{Q_{L_{0_i}}}{Q_{G_i}} \\ \vdots \\ -Q_{L_{0_{N_B}}} \end{bmatrix} \quad T_3 = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ \frac{[P_{L_{0_i}} + (\lambda-1)P_{L_{0_i}}]}{P_{G_i}^2} + \frac{f_i(x)}{P_{G_i}^2} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \end{bmatrix} \quad T_4 = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ \frac{[Q_{L_{0_i}} + (\lambda-1)Q_{L_{0_i}}]}{Q_{G_i}^2} + \frac{g_i(x)}{Q_{G_i}^2} \\ 0 \\ \vdots \end{bmatrix}. \quad (\text{A.39})$$



Portanto, (A.33) pode ser representada por

$$T_1 J_x \Big|_X \Delta x + T_2 \Big|_X \Delta \lambda + T_3 \Big|_X \Delta P_{G_i} + T_4 \Big|_X \Delta Q_{G_i} = 0. \quad (\text{A.40})$$

Multiplicando (A.40) pelo inverso da matriz  $T_1$ , tem-se

$$J_x \Big|_X \Delta x + T^{-1} T_2 \Big|_X \Delta \lambda + T^{-1} T_3 \Big|_X \Delta P_{G_i} + T^{-1} T_4 \Big|_X \Delta Q_{G_i} = 0. \quad (\text{A.41})$$

Como no PMC, onde  $(X) = (x^*, \lambda_{crit}, P_{G_{0i}}, Q_{G_{0i}})$ , a matriz  $J_x|_{(X)}$  é singular, ou seja, possui ao menos um autovalor nulo, e considerando  $\omega$  como sendo o autovetor associado ao autovalor nulo, então se tem que  $\omega^T J_x|_{(X)} = 0$ .

Assim, multiplicando (A.41) por  $\omega^T$ , se obtêm

$$\omega^T J_x \Big|_X \Delta x + \omega^T T_1^{-1} T_2 \Big|_X \Delta \lambda + \omega^T T_1^{-1} T_3 \Big|_X \Delta P_{G_i} + \omega^T T_1^{-1} T_4 \Big|_X \Delta Q_{G_i} = 0, \quad (\text{A.42})$$

que resulta em

$$\omega^T T_1^{-1} T_2 \Big|_X \Delta \lambda + \omega^T T_1^{-1} T_3 \Big|_X \Delta P_{G_i} + \omega^T T_1^{-1} T_4 \Big|_X \Delta Q_{G_i} = 0. \quad (\text{A.43})$$

A equação (A.43) fornece uma relação entre o carregamento diferencial  $\Delta \lambda$  do SEP e as diferenças de geração de potências ativa  $\Delta P_{G_i}$  e reativa  $\Delta Q_{G_i}$ , na  $i$ -ésima barra, para o PMC. Esta relação que pode ser utilizada para analisar a sensibilidade entre a variação do carregamento e o FP da geração na  $i$ -ésima barra que é uma função de  $\frac{\Delta Q_{G_i}}{\Delta P_{G_i}}$ . Uma abordagem é considerar a análise da sensibilidade entre  $\Delta \lambda$  e  $\Delta P_{G_i}$  mantendo  $\Delta Q_{G_i} = 0$ , e a outra é entre  $\Delta \lambda$  e  $\Delta Q_{G_i}$  mantendo  $\Delta P_{G_i} = 0$ . Estas abordagens aplicadas a (A.43) resultam em:

$$\Delta P_{G_i} = - \frac{\omega^T T_1^{-1} T_2}{\omega^T T_1^{-1} T_3} \Big|_{(X)} \Delta \lambda \quad (\text{A.44})$$

onde  $\Delta \lambda = \lambda_{crit} - \lambda$ , e  $\Delta P_{G_i} = P_{G_i} - P_{G_{0i}}$ , e

$$\Delta Q_{G_i} = - \frac{\omega^T T_1^{-1} T_4}{\omega^T T_1^{-1} T_3} \Big|_{(X)} \Delta \lambda, \quad (\text{A.45})$$

onde  $\Delta Q_{G_i} = Q_{G_i} - Q_{G_{0i}}$ .

Substituindo (A.44) e (A.45) em (A.31), se obtêm:

$$\Delta \tilde{F} P_i = \left( \left( \frac{\partial s_i(\tilde{F} P_i, P_{G_i}, Q_{G_i})}{\partial P_{G_i}} \frac{\omega^T T_1^{-1} T_2}{\omega^T T_1^{-1} T_3} \right) \Big|_{(X)} + \left( \frac{\partial s_i(\tilde{F} P_i, P_{G_i}, Q_{G_i})}{\partial Q_{G_i}} \frac{\omega^T T_1^{-1} T_4}{\omega^T T_1^{-1} T_3} \right) \Big|_{(X)} \right) \Delta \lambda. \quad (\text{A.46})$$

Atribuindo  $\bar{S}_i$  ao termo entre colchetes de (A.46), se tem:

$$\Delta \tilde{F} P_i = \bar{S}_i \Delta \lambda \rightarrow \frac{1}{\bar{S}_i} = \frac{\Delta \lambda}{\Delta \tilde{F} P_i} \rightarrow S_i = \frac{1}{\bar{S}_i} = \frac{\Delta \lambda}{\Delta \tilde{F} P_i} \quad (\text{A.47})$$

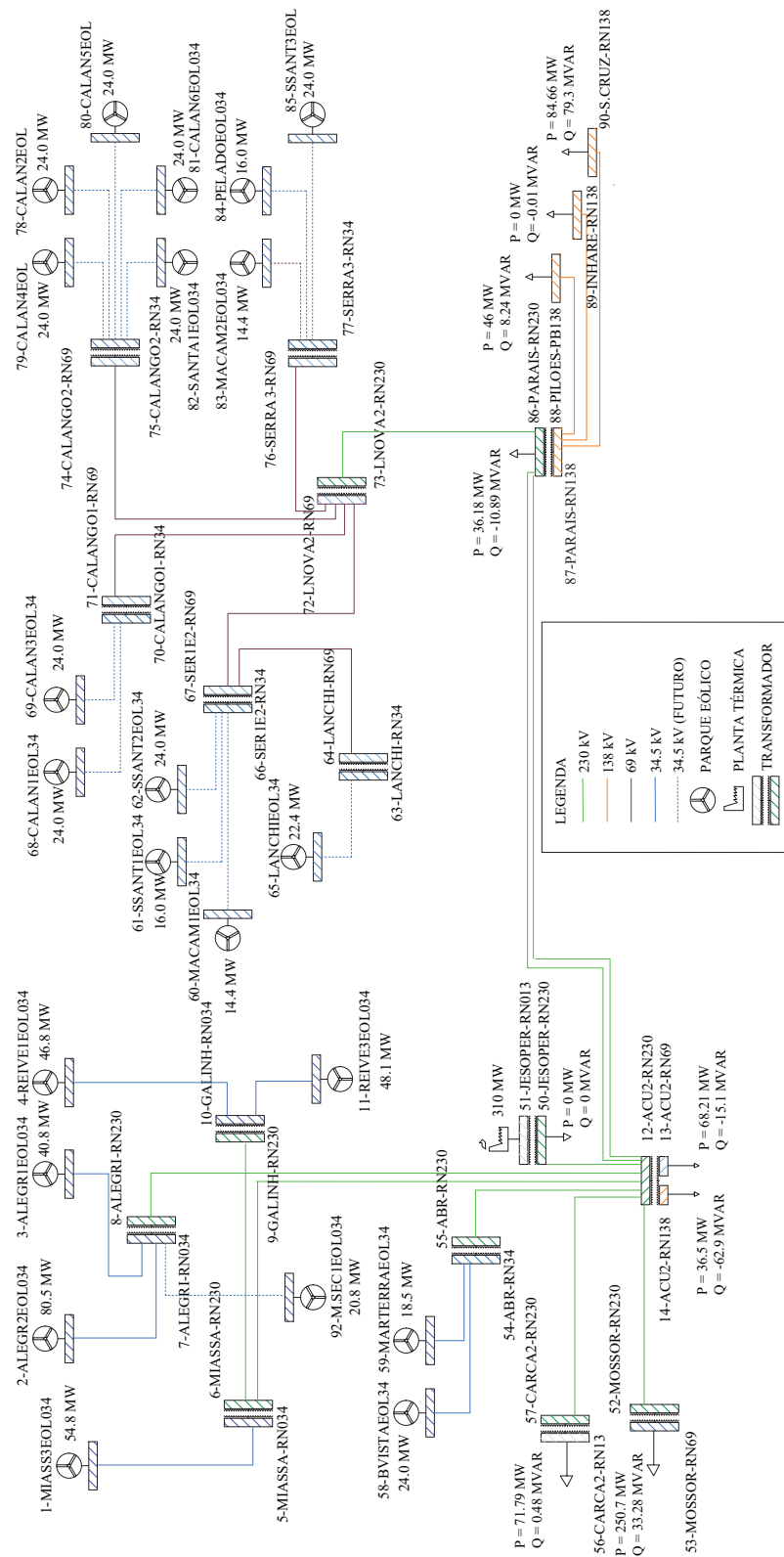
ou seja

$$S_i = \left( \left( \frac{\partial s_i(\tilde{F}P_i, P_{G_i}, Q_{G_i})}{\partial P_{G_i}} \frac{\omega^T T_1^{-1} T_2}{\omega^T T_1^{-1} T_3} \right) \Big|_{(X)} + \left( \frac{\partial s_i(\tilde{F}P_i, P_{G_i}, Q_{G_i})}{\partial Q_{G_i}} \frac{\omega^T T_1^{-1} T_2}{\omega^T T_1^{-1} T_4} \right) \Big|_{(X)} \right)^{-1}. \quad (\text{A.48})$$

A formulação acima é utilizada para estimar a sensibilidade da variação da MC em relação à variação do fator de potência do Parque Eólico conectado à  $i$ -ésima barra, denominada nesta tese pelo acrônimo  $S_i$ .

APÊNDICE B – DIAGRAMA UNIFILAR, ESTRUTURA DE DADOS E DADOS DO SISTEMA  
TESTE DE 56 BARRAS

## B.1 DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA TESTE DE 56 BARRAS



## B.2 ESTRUTURA DE DADOS E DADOS DO SISTEMA TESTE DE 56 BARRAS

Nesta seção do apêndice, são apresentadas as estruturas dos dados e os dados do sistema teste de 56 barras em formato de leitura pelo código computacional da implementação dos algoritmos para o cálculo das sensibilidades, indicando suas variáveis, descrições e unidades.

TABELA 21 – Estrutura de dados de Barra

| <i>Coluna</i> | <i>Variável</i> | <i>Descrição</i>                              | <i>Unidade</i> |
|---------------|-----------------|---|----------------|
| 1             | -               | <i>Número da barra</i>                        | int            |
| 2             | $V_b$           | <i>Base da tensão</i>                         | kV             |
| 3             | $V_0$           | <i>Estimativa inicial do módulo de tensão</i> | p.u.           |
| 4             | $\theta_0$      | <i>Estimativa inicial do ângulo de tensão</i> | rad            |
| 5             | $A_i$           | <i>Número da área</i>                         | int            |
| 6             | $R_i$           | <i>Número da região</i>                       | int            |

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 22 – Dados de barras

|    |      |   |   |   |    |  |
|----|------|---|---|---|----|--|
| [  |      |   |   |   |    |  |
| 1  | 34.5 | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 2  | 34.5 | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 3  | 34.5 | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 4  | 34.5 | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 5  | 34.5 | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 6  | 230  | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 7  | 34.5 | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 8  | 230  | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 9  | 230  | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 10 | 34.5 | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 11 | 34.5 | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 12 | 230  | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 13 | 69   | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 14 | 138  | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 50 | 230  | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 51 | 13   | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 52 | 230  | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 53 | 69   | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 54 | 34.5 | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 55 | 230  | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 56 | 13   | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 57 | 230  | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 58 | 34.5 | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 59 | 34.5 | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 60 | 34.5 | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 61 | 34.5 | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 62 | 34.5 | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 63 | 34.5 | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 64 | 69   | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 65 | 34.5 | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 66 | 34.5 | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 67 | 69   | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 68 | 34.5 | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 69 | 34.5 | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| 70 | 34.5 | 1 | 0 | 3 | 1; |  |
| ]; |      |   |   |   |    |  |

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 23 – Dados de barras (continuação)

[  
 71 69 1 0 3 1;  
 72 69 1 0 3 1;  
 73 230 1 0 3 1;  
 74 69 1 0 3 1;  
 75 34.5 1 0 3 1;  
 76 69 1 0 3 1;  
 77 34.5 1 0 3 1;  
 78 34.5 1 0 3 1;  
 79 34.5 1 0 3 1;  
 80 34.5 1 0 3 1;  
 81 34.5 1 0 3 1;  
 82 34.5 1 0 3 1;  
 83 34.5 1 0 3 1;  
 84 34.5 1 0 3 1;  
 85 34.5 1 0 3 1;  
 86 230 1 0 3 1;  
 87 138 1 0 3 1;  
 88 138 1 0 3 1;  
 89 138 1 0 3 1;  
 90 138 1 0 3 1;  
 92 34.5 1 0 3 1;  
 ];

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 24 – Estrutura de dados de linhas de transmissão e transformadores

| Coluna | Variável  | Descrição   | Unidade     |
|--------|-----------|---|-------------|
| 1      | k         | Da Barra  | int         |
| 2      | m         | Para Barra  | int         |
| 3      | $S_n$     | Base de potência aparente                           | MVA         |
| 4      | $V_n$     | Base de tensão                                      | kV          |
| 5      | $f_n$     | Base de frequência                                  | Hz          |
| 6      | l         | Comprimento da linha                                | km          |
| 7      | $k_T$     | Relação entre tensão primária e secundária do trafo | kV/kV       |
| 8      | r         | Resistência   | p.u. ( /km) |
| 9      | x         | Reatância   | p.u. (H/km) |
| 10     | b         | Susceptância  | p.u. (F/km) |
| 11     | a         | Relação de tap do trafo                             | p.u./p.u.   |
| 12     | $\phi$    | Deslocamento de fase do trafo                       | °(deg)      |
| 13     | $I_{max}$ | Limite térmico de corrente                          | p.u.        |
| 14     | $P_{max}$ | Limite térmico de potência ativa                    | p.u.        |
| 15     | $S_{max}$ | Limite térmico de potência aparente                 | p.u.        |
| 16     | u         | Status da conexão                                   | (0, 1)      |

FONTE: (O autor, 2019)



TABELA 25 – Dados das linhas de transmissão e transformadores

|    |    |     |      |    |   |          |          |          |         |     |   |        |       |      |
|----|----|-----|------|----|---|----------|----------|----------|---------|-----|---|--------|-------|------|
| [  |    |     |      |    |   |          |          |          |         |     |   |        |       |      |
| 1  | 5  | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.0126   | 0.0231   | 0.0002  | 0   | 0 | 0.3082 | 0.48  | 0 1; |
| 2  | 7  | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.009975 | 0.024925 | 0.0008  | 0   | 0 | 13.973 | 1.24  | 0 1; |
| 3  | 7  | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.0346   | 0.0865   | 0.0006  | 0   | 0 | 0.1796 | 0.62  | 0 1; |
| 4  | 10 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.005533 | 0.010133 | 0.0003  | 0   | 0 | 0.6585 | 0.72  | 0 1; |
| 11 | 10 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.005533 | 0.010133 | 0.0003  | 0   | 0 | 0.2    | 0.72  | 0 1; |
| 5  | 6  | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 34.5/230 | 0        | 0.1282   | 0       | 1/1 | 0 | 1.374  | 0.78  | 0 1; |
| 7  | 8  | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 34.5/230 | 0        | 0.0625   | 0       | 1/1 | 0 | 0.2591 | 1.6   | 0 1; |
| 10 | 9  | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 34.5/230 | 0        | 0.0641   | 0       | 1/1 | 0 | 0.9193 | 1.56  | 0 1; |
| 6  | 9  | 100 | 230  | 60 | 0 | 0        | 0.0053   | 0.01945  | 0.1364  | 0   | 0 | 0.8478 | 2.04  | 0 1; |
| 6  | 12 | 100 | 230  | 60 | 0 | 0        | 0.0106   | 0.03885  | 0.2728  | 0   | 0 | 0.9147 | 2.04  | 0 1; |
| 8  | 12 | 100 | 230  | 60 | 0 | 0        | 0.01165  | 0.04275  | 0.3     | 0   | 0 | 0.7114 | 2.04  | 0 1; |
| 12 | 86 | 100 | 230  | 60 | 0 | 0        | 0.0083   | 0.0426   | 0.3549  | 0   | 0 | 0.3082 | 8.85  | 0 1; |
| 13 | 12 | 100 | 69   | 60 | 0 | 69/230   | 0.000    | 0.3385   | 0       | 1/1 | 0 | 13.973 | 1.78  | 0 1; |
| 14 | 12 | 100 | 138  | 60 | 0 | 138/230  | 0.000    | 0.1049   | 0       | 1/1 | 0 | 0.1796 | 2.10  | 0 1; |
| 50 | 12 | 100 | 230  | 60 | 0 | 0        | 0.0029   | 0.0189   | 0.0373  | 0   | 0 | 0.6585 | 3.10  | 0 1; |
| 51 | 50 | 100 | 13   | 60 | 0 | 13/230   | 0.000    | 0.000    | 0       | 1/1 | 0 | 0.9147 | 5.00  | 0 1; |
| 52 | 12 | 100 | 230  | 60 | 0 | 0        | 0.00714  | 0.0473   | 0.0892  | 0   | 0 | 0.2    | 4.2   | 0 1; |
| 53 | 52 | 100 | 69   | 60 | 0 | 69/230   | 0.000    | 0.1312   | 0       | 1/1 | 0 | 1.374  | 4.0   | 0 1; |
| 54 | 59 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.0145   | 0.0266   | 0.0001  | 0   | 0 | 0.2591 | 0.48  | 0 1; |
| 55 | 54 | 100 | 230  | 60 | 0 | 230/34.5 | 0.000    | 0.1667   | 0       | 1/1 | 0 | 0.9193 | 0.6   | 0 1; |
| 55 | 52 | 100 | 230  | 60 | 0 | 0        | 0.0145   | 0.058    | 0.0509  | 0   | 0 | 0.8478 | 2.04  | 0 1; |
| 56 | 57 | 100 | 13   | 60 | 0 | 13/230   | 0.000    | 0.100    | 0       | 1/1 | 0 | 0.9147 | 1.00  | 0 1; |
| 57 | 52 | 100 | 230  | 60 | 0 | 0        | 0.0052   | 0.0345   | 0.0650  | 0   | 0 | 0.7114 | 5.19  | 0 1; |
| 58 | 54 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.0126   | 0.0231   | 0.0001  | 0   | 0 | 0.3082 | 0.48  | 0 1; |
| 60 | 66 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.02439  | 0.009901 | 0.0001  | 0   | 0 | 0.3082 | 0.47  | 0 1; |
| 61 | 66 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.007576 | 0.003096 | 0.00025 | 0   | 0 | 13.973 | 0.47  | 0 1; |
| 62 | 66 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.008929 | 0.003676 | 0.0002  | 0   | 0 | 0.1796 | 0.47  | 0 1; |
| 63 | 64 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 34.5/69  | 0        | 0.00055  | 0       | 1/1 | 0 | 0.6585 | 0.55  | 0 1; |
| 63 | 65 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.010989 | 0.004505 | 0.0002  | 0   | 0 | 0.2    | 0.47  | 0 1; |
| 64 | 67 | 100 | 69   | 60 | 0 | 0        | 0.002762 | 0.000651 | 0.00145 | 0   | 0 | 1.374  | 0.74  | 0 1; |
| 66 | 67 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 34.5/69  | 0        | 0.0008   | 0       | 1/1 | 0 | 0.2591 | 0.8   | 0 1; |
| 67 | 72 | 100 | 69   | 60 | 0 | 0        | 0.0098   | 0.04155  | 0.0016  | 0   | 0 | 0.9193 | 0.74  | 0 1; |
| 68 | 70 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.08547  | 0.003413 | 0.00005 | 0   | 0 | 0.8474 | 0.31  | 0 1; |
| 69 | 70 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.08547  | 0.003413 | 0.00005 | 0   | 0 | 0.9147 | 0.31  | 0 1; |
| 70 | 71 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 34.5/69  | 0        | 0.000714 | 0       | 1/1 | 0 | 0.7114 | 1     | 0 1; |
| 71 | 72 | 100 | 69   | 60 | 0 | 0        | 0.020833 | 0.00495  | 0.0002  | 0   | 0 | 0.3082 | 0.37  | 0 1; |
| 72 | 73 | 100 | 69   | 60 | 0 | 69/230   | 0        | 0.022233 | 0       | 1/1 | 0 | 13.973 | 2.25  | 0 1; |
| 72 | 74 | 100 | 69   | 60 | 0 | 0        | 0.005596 | 0.02374  | 0.0009  | 0   | 0 | 0.1796 | 0.74  | 0 1; |
| 72 | 76 | 100 | 69   | 60 | 0 | 0        | 0.018182 | 0.002985 | 0.00035 | 0   | 0 | 0.6585 | 0.94  | 0 1; |
| 73 | 86 | 100 | 230  | 60 | 0 | 0        | 0.003563 | 0.022668 | 0.1485  | 0   | 0 | 0.2    | 3.685 | 0 1; |
| 74 | 75 | 100 | 69   | 60 | 0 | 69/34.5  | 0        | 0.07     | 0       | 1/1 | 0 | 1.374  | 2     | 0 1; |
| 75 | 78 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.008547 | 0.003413 | 0.00005 | 0   | 0 | 0.2591 | 0.31  | 0 1; |
| 75 | 79 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.008547 | 0.003413 | 0.00005 | 0   | 0 | 0.9193 | 0.31  | 0 1; |
| 75 | 80 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.008547 | 0.003413 | 0.00005 | 0   | 0 | 0.8478 | 0.31  | 0 1; |
| 75 | 81 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.008547 | 0.003413 | 0.00005 | 0   | 0 | 0.9147 | 0.31  | 0 1; |
| 75 | 82 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.008547 | 0.003413 | 0.00005 | 0   | 0 | 0.7114 | 0.31  | 0 1; |
| 76 | 77 | 100 | 69   | 60 | 0 | 69/34.5  | 0        | 0.0008   | 0       | 1/1 | 0 | 0.3082 | 0.8   | 0 1; |
| 77 | 83 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.02439  | 0.009901 | 0.0001  | 0   | 0 | 13.973 | 0.47  | 0 1; |
| 77 | 84 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.006711 | 0.002755 | 0.0003  | 0   | 0 | 0.1796 | 0.47  | 0 1; |
| 77 | 85 | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.012821 | 0.005208 | 0.00015 | 0   | 0 | 0.6585 | 0.47  | 0 1; |
| 86 | 87 | 100 | 230  | 60 | 0 | 230/138  | 0        | 0.065    | 0       | 1/1 | 0 | 0.2    | 1     | 0 1; |
| 87 | 88 | 100 | 138  | 60 | 0 | 0        | 0.01124  | 0.000359 | 0.036   | 0   | 0 | 1.374  | 0.68  | 0 1; |
| 87 | 89 | 100 | 138  | 60 | 0 | 0        | 0.045455 | 0.013699 | 0.001   | 0   | 0 | 0.2591 | 1.22  | 0 1; |
| 87 | 90 | 100 | 138  | 60 | 0 | 0        | 0.03125  | 0.00641  | 0.0019  | 0   | 0 | 0.8478 | 1.51  | 0 1; |
| 92 | 7  | 100 | 34.5 | 60 | 0 | 0        | 0.0189   | 0.03465  | 0.03    | 0   | 0 | 0.3082 | 0.72  | 0 1; |
| ]; |    |     |      |    |   |          |          |          |         |     |   |        |       |      |

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 26 – Estrutura de dados da barra de referência

| <i>Coluna</i> | <i>Variável</i> | <i>Descrição</i>                        | <i>Unidade</i> |
|---------------|-----------------|---|----------------|
| 1             | -               | Número da barra                         | int            |
| 2             | $S_n$           | Base de potência aparente               | MVA            |
| 3             | $V_n$           | Base de tensão                          | kV             |
| 4             | $V_0$           | Módulo de tensão                        | p.u.           |
| 5             | $\theta_0$      | Ângulo de referência                    | rad            |
| 6             | $Q_{max}$       | Potência reativa máxima                 | p.u.           |
| 7             | $Q_{min}$       | Potência reativa mínima                 | p.u.           |
| 8             | $V_{max}$       | Tensão máxima                           | p.u.           |
| 9             | $V_{min}$       | Tensão mínima                           | p.u.           |
| 10            | $P_{g0}$        | Potência ativa inicial                  | p.u.           |
| 11            | $\gamma$        | Coefficiente de participação nas perdas | -              |
| 12            | $z$             | Barra de referência                     | (0, 1)         |
| 13            | $u$             | Status da conexão                       | (0, 1)         |

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 27 – Dados da barra de referência

[  
51 100 13 1.05 0 2 -2 1.1 0.9 1.0 1 1 1;  
];

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 28 – Estrutura de dados das barras PV

| <i>Coluna</i> | <i>Variável</i> | <i>Descrição</i>                        | <i>Unidade</i> |
|---------------|-----------------|---|----------------|
| 1             | -               | Número da barra                         | int            |
| 2             | $S_n$           | Base de potência aparente               | MVA            |
| 3             | $V_n$           | Base de tensão                          | kV             |
| 4             | $P_g$           | Potência ativa                          | p.u.           |
| 5             | $V_0$           | Módulo de tensão                        | p.u.           |
| 6             | $Q_{max}$       | Potência reativa máxima                 | p.u.           |
| 7             | $Q_{min}$       | Potência reativa mínima                 | p.u.           |
| 8             | $V_{max}$       | Tensão máxima                           | p.u.           |
| 9             | $V_{min}$       | Tensão mínima                           | p.u.           |
| 10            | $\gamma$        | Coefficiente de participação nas perdas | -              |
| 11            | $u$             | Status da conexão                       | (0, 1)         |

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 29 – Dados das barras PV

[

|    |     |      |         |      |                   |                    |     |     |   |    |
|----|-----|------|---------|------|-------------------|--------------------|-----|-----|---|----|
| 1  | 100 | 34.5 | 0.2740  | 1.0  | 0.5*0.548*0.32868 | -0.5*0.548*0.32868 | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 2  | 100 | 34.5 | 0.805/2 | 1.0  | 0.5*0.805*0.32868 | -0.5*0.805*0.32868 | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 3  | 100 | 34.5 | 0.408/2 | 1.0  | 0.5*0.408*0.32868 | -0.5*0.408*0.32868 | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 4  | 100 | 34.5 | 0.468/2 | 1.0  | 0.5*0.468*0.32868 | -0.5*0.468*0.32868 | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 11 | 100 | 34.5 | 0.481/2 | 1.0  | 0.5*0.481*0.32868 | -0.5*0.481*0.32868 | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 58 | 100 | 34.5 | 0.12    | 1.0  | 0.5*0.24*0.32868  | -0.5*0.24*0.32868  | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 59 | 100 | 34.5 | 0.185/2 | 1.0  | 0.5*0.185*0.32868 | -0.5*0.185*0.32868 | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 60 | 100 | 34.5 | 0.144/2 | 1.0  | 0.5*0.144*0.32868 | -0.5*0.144*0.32868 | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 61 | 100 | 34.5 | 0.16/2  | 1.00 | 0.5*0.16*0.32868  | -0.5*0.16*0.32868  | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 62 | 100 | 34.5 | 0.12    | 1.00 | 0.5*0.24*0.32868  | -0.5*0.24*0.32868  | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 65 | 100 | 34.5 | 0.224/2 | 1.0  | 0.5*0.224*0.32868 | -0.5*0.224*0.32868 | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 68 | 100 | 34.5 | 0.12    | 1.0  | 0.5*0.24*0.32868  | -0.5*0.24*0.32868  | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 69 | 100 | 34.5 | 0.12    | 1.0  | 0.5*0.24*0.32868  | -0.5*0.24*0.32868  | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 78 | 100 | 34.5 | 0.12    | 1.00 | 0.5*0.24*0.32868  | -0.5*0.24*0.32868  | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 79 | 100 | 34.5 | 0.12    | 1.00 | 0.5*0.24*0.32868  | -0.5*0.24*0.32868  | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 80 | 100 | 34.5 | 0.12    | 1.00 | 0.5*0.24*0.32868  | -0.5*0.24*0.32868  | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 81 | 100 | 34.5 | 0.12    | 1.00 | 0.5*0.24*0.32868  | -0.5*0.24*0.32868  | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 82 | 100 | 34.5 | 0.12    | 1.00 | 0.5*0.24*0.32868  | -0.5*0.24*0.32868  | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 83 | 100 | 34.5 | 0.072   | 1.00 | 0.5*0.144*0.32868 | -0.5*0.144*0.32868 | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 84 | 100 | 34.5 | 0.08    | 1.00 | 0.5*0.16*0.32868  | -0.5*0.16*0.32868  | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 85 | 100 | 34.5 | 0.12    | 1.00 | 0.5*0.24*0.32868  | -0.5*0.24*0.32868  | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |
| 92 | 100 | 34.5 | 0.208   | 1.00 | 0.5*0.208*0.32868 | -0.5*0.208*0.32868 | 1.1 | 0.9 | 1 | 1; |

];

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 30 – Estrutura de dados das barras PQ

| Coluna | Variável  | Descrição                          | Unidade |
|--------|-----------|------------------------------------|---------|
| 1      | -         | Número da barra                    | int     |
| 2      | $S_n$     | Base de potência aparente          | MVA     |
| 3      | $V_n$     | Base de tensão                     | kV      |
| 4      | $P_L$     | Potência ativa                     | p.u.    |
| 5      | $Q_L$     | Potência reativa                   | p.u.    |
| 6      | $V_{max}$ | Tensão máxima                      | p.u.    |
| 7      | $V_{min}$ | Tensão mínima                      | p.u.    |
| 8      | $z$       | Permitir conversão para impedância | (0, 1)  |
| 9      | $u$       | Status da conexão                  | (0, 1)  |

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 31 – Dados das barras PQ

|    |     |      |        |         |     |     |   |    |
|----|-----|------|--------|---------|-----|-----|---|----|
| [  |     |      |        |         |     |     |   |    |
| 5  | 100 | 34.5 | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 6  | 100 | 230  | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 7  | 100 | 34.5 | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 8  | 100 | 230  | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 9  | 100 | 230  | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 10 | 100 | 34.5 | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 12 | 100 | 230  | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 13 | 100 | 69   | 0.6821 | -0.151  | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 14 | 100 | 138  | 0.365  | -0.0629 | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 50 | 100 | 230  | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 52 | 100 | 230  | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 53 | 100 | 69   | 2.507  | 0.3328  | 1.2 | 0.7 | 0 | 1; |
| 54 | 100 | 34.5 | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 55 | 100 | 230  | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 56 | 100 | 13   | 0.7179 | 0.0048  | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 57 | 100 | 230  | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 63 | 100 | 34.5 | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 64 | 100 | 69   | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 66 | 100 | 34.5 | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 67 | 100 | 69   | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 70 | 100 | 34.5 | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 71 | 100 | 69   | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 72 | 100 | 69   | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 73 | 100 | 230  | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 74 | 100 | 69   | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 75 | 100 | 34.5 | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 76 | 100 | 69   | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 77 | 100 | 34.5 | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 86 | 100 | 230  | 0.3618 | 0.937   | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 87 | 100 | 138  | 0      | 0       | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 88 | 100 | 138  | 0.46   | 0.0824  | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 89 | 100 | 138  | 0      | 0.0001  | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |
| 90 | 100 | 138  | 0.8466 | 0.0793  | 1.1 | 0.9 | 0 | 1; |

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 32 – Estrutura de dados das barras PQ-geradoras (usados pelos parques eólicos para o cálculo das sensibilidades)

| <i>Coluna</i> | <i>Variável</i> | <i>Descrição</i>                          | <i>Unidade</i> |
|---------------|-----------------|---|----------------|
| 1             | -               | <i>Número da barra</i>                    | int            |
| 2             | $S_n$           | <i>Base de potência aparente</i>          | MVA            |
| 3             | $V_n$           | <i>Base de tensão</i>                     | kV             |
| 4             | $P_G$           | <i>Potência ativa</i>                     | p.u.           |
| 5             | $Q_G$           | <i>Potência reativa</i>                   | p.u.           |
| 6             | $V_{max}$       | <i>Tensão máxima</i>                      | p.u.           |
| 7             | $V_{min}$       | <i>Tensão mínima</i>                      | p.u.           |
| 8             | $z$             | <i>Permitir conversão para impedância</i> | (0, 1)         |
| 9             | $u$             | <i>Status da conexão</i>                  | (0, 1)         |

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 33 – Dados das barras PQ-geradoras (usadas pelos parques eólicos)

```

[
1  100  34.5  0.5480/2  0  1.1  0.9  0  1;
2  100  34.5  0.4025    0  1.1  0.9  0  1;
3  100  34.5  0.204     0  1.1  0.9  0  1;
4  100  34.5  0.468/2   0  1.1  0.9  0  1;
11 100  34.5  0.481/2   0  1.1  0.9  0  1;
58 100  34.5  0.12      0  1.1  0.9  0  1;
59 100  34.5  0.185/2   0  1.1  0.9  0  1;
60 100  34.5  0.072     0  1.1  0.9  0  1;
61 100  34.5  0.16/2    0  1.1  0.9  0  1;
62 100  34.5  0.12      0  1.1  0.9  0  1;
65 100  34.5  0.224/2   0  1.1  0.9  0  1;
68 100  34.5  0.12      0  1.1  0.9  0  1;
69 100  34.5  0.12      0  1.1  0.9  0  1;
78 100  34.5  0.12      0  1.1  0.9  0  1;
79 100  34.5  0.12      0  1.1  0.9  0  1;
80 100  34.5  0.12      0  1.1  0.9  0  1;
81 100  34.5  0.12      0  1.1  0.9  0  1;
82 100  34.5  0.12      0  1.1  0.9  0  1;
83 100  34.5  0.072     0  1.1  0.9  0  1;
84 100  34.5  0.08      0  1.1  0.9  0  1;
85 100  34.5  0.12      0  1.1  0.9  0  1;
92 100  34.5  0.104     0  1.1  0.9  0  1;
];

```

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 34 – Estrutura de dados da demanda de potência adicional (usados na Maximização de  $\lambda$ )

| Coluna | Variável    | Descrição                                     | Unidade  |
|--------|-------------|---|----------|
| 1      | -           | Número da barra                               | int      |
| 2      | $S_n$       | Base de potência aparente                     | MVA      |
| 3      | $P_{D_0}$   | Direção de crescimento de potência ativa      | p.u.     |
| 4      | $Q_{D_0}$   | Direção de crescimento de potência reativa    | p.u.     |
| 5      | $P_D^{max}$ | Demanda máxima de potência ativa adicional    | p.u.     |
| 6      | $P_D^{min}$ | Demanda mínima de potência ativa adicional    | p.u.     |
| 7      | $P_D$       | Demanda de potência ativa adicional otimizada | p.u.     |
| 8      | Sem uso     |   |          |
| 9      | Sem uso     |   |          |
| 10     | Sem uso     |   |          |
| 11     | Sem uso     |   |          |
| 12     | Sem uso     |   |          |
| 13     | Sem uso     |   |          |
| 14     | u           | Variável de unit commitment                   | booleano |
| 15     | Sem uso     |   |          |
| 16     | Sem uso     |   |          |
| 17     | Sem uso     |   |          |
| 18     | u           | Status da conexão                             | (0, 1)   |

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 35 – Dados da demanda de potência adicional (usado na Maximização de  $\lambda$ )

[

|    |     |        |          |       |       |   |   |     |   |   |   |   |   |   |   |   |    |
|----|-----|--------|----------|-------|-------|---|---|-----|---|---|---|---|---|---|---|---|----|
| 13 | 100 | 0.6821 | -0.0151  | 6.821 | 1e-05 | 0 | 0 | 9.5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1; |
| 14 | 100 | 0.365  | -0.00629 | 3.65  | 1e-05 | 0 | 0 | 9.5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1; |
| 53 | 100 | 2.507  | 0.03328  | 25.07 | 1e-05 | 0 | 0 | 9.5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1; |
| 56 | 100 | 0.7179 | 0.00048  | 7.179 | 1e-05 | 0 | 0 | 9.5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1; |
| 86 | 100 | 0.3618 | 0.937    | 3.618 | 1e-05 | 0 | 0 | 9.5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1; |
| 88 | 100 | 0.46   | 0.0824   | 4.6   | 1e-05 | 0 | 0 | 9.5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1; |
| 89 | 100 | 1e-05  | 0.0001   | 1e-04 | 1e-05 | 0 | 0 | 9.5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1; |
| 90 | 100 | 0.8466 | 0.0793   | 8.466 | 1e-05 | 0 | 0 | 9.5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1; |

];

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 36 – Estrutura de dados de potências ativas e reativas dos parques eólicos a serem redespachados pelo ranqueamento de sensibilidades (usados na Maximização de  $\lambda$ )

| <i>Coluna</i> | <i>Variável</i> | <i>Descrição</i>                                    | <i>Unidade</i> |
|---------------|-----------------|---|----------------|
| 1             | -               | Número da barra                                     | int            |
| 2             | $S_n$           | Base de potência aparente                           | MVA            |
| 3             | $P_{S_0}$       | Direção de crescimento da geração de potência ativa | p.u.           |
| 4             | $P_S^{max}$     | Geração máxima de potência ativa                    | p.u.           |
| 5             | $P_S^{min}$     | Geração mínima de potência ativa                    | p.u.           |
| 6             | $P_S$           | Geração otimizada de potência ativa                 | p.u.           |
| 7             | Sem uso         |   |                |
| 8             | Sem uso         |   |                |
| 9             | Sem uso         |   |                |
| 10            | Sem uso         |   |                |
| 11            | Sem uso         |   |                |
| 12            | Sem uso         |   |                |
| 13            | u               | Variável de unit commitment                         | booleano       |
| 14            | Sem uso         |   |                |
| 15            | $\gamma$        | Coeficiente de participação em perdas               | -              |
| 16            | $Q_g^{max}$     | Potência reativa máxima                             | p.u.           |
| 17            | $Q_g^{min}$     | Potência reativa mínima                             | p.u.           |
| 18            | $FP_{min}$      | Fator de potência aproximando mínimo                | -              |
| 19            | $FP_{max}$      | Fator de potência aproximando máximo                | -              |
| 20            | u               | Status da conexão                                   | (0, 1)         |

FONTE: (O autor, 2019)



TABELA 37 – Dados dos parques eólicos com potências ativas e reativas a serem redespachadas (usados na Maximização de  $\lambda$ )

|    |     |         |         |          |                   |                    |       |       |    |   |
|----|-----|---------|---------|----------|-------------------|--------------------|-------|-------|----|---|
| [  |     |         |         |          |                   |                    |       |       |    |   |
| 1  | 100 | 0.548/2 | 0.548/2 | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.548*0.32868 | -0.5*0.548*0.32868 | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 2  | 100 | 0.805/2 | 0.805/2 | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.805*0.32868 | -0.5*0.805*0.32868 | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 3  | 100 | 0.408/2 | 0.408/2 | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.408*0.32868 | -0.5*0.408*0.32868 | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 4  | 100 | 0.468/2 | 0.468/2 | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.468*0.32868 | -0.5*0.468*0.32868 | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 11 | 100 | 0.481/2 | 0.481/2 | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.481*0.32868 | -0.5*0.481*0.32868 | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 58 | 100 | 0.24/2  | 0.24/2  | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.24*0.32868  | -0.5*0.24*0.32868  | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 59 | 100 | 0.185/2 | 0.185/2 | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.185*0.32868 | -0.5*0.185*0.32868 | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 60 | 100 | 0.144/2 | 0.144/2 | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.144*0.32868 | -0.5*0.144*0.32868 | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 61 | 100 | 0.16/2  | 0.16/2  | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.16*0.32868  | -0.5*0.16*0.32868  | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 62 | 100 | 0.24/2  | 0.24/2  | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.24*0.32868  | -0.5*0.24*0.32868  | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 65 | 100 | 0.224/2 | 0.224/2 | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.224*0.32868 | -0.5*0.224*0.32868 | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 68 | 100 | 0.24/2  | 0.24/2  | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.24*0.32868  | -0.5*0.24*0.32868  | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 69 | 100 | 0.24/2  | 0.24/2  | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.24*0.32868  | -0.5*0.24*0.32868  | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 78 | 100 | 0.24/2  | 0.24/2  | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.24*0.32868  | -0.5*0.24*0.32868  | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 79 | 100 | 0.24/2  | 0.24/2  | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.24*0.32868  | -0.5*0.24*0.32868  | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 80 | 100 | 0.24/2  | 0.24/2  | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.24*0.32868  | -0.5*0.24*0.32868  | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 81 | 100 | 0.24/2  | 0.24/2  | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.24*0.32868  | -0.5*0.24*0.32868  | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 82 | 100 | 0.24/2  | 0.24/2  | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.24*0.32868  | -0.5*0.24*0.32868  | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 83 | 100 | 0.144/2 | 0.144/2 | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.144*0.32868 | -0.5*0.144*0.32868 | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 84 | 100 | 0.16/2  | 0.16/2  | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.16*0.32868  | -0.5*0.16*0.32868  | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 85 | 100 | 0.24/2  | 0.24/2  | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.24*0.32868  | -0.5*0.24*0.32868  | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| 92 | 100 | 0.208/2 | 0.208/2 | 1,00E-05 | 0                 | 0                  | 0,097 | 0,097 | 0  | 0 |
|    | 0   | 0       | 0       | 1        | 0.5*0.208*0.32868 | -0.5*0.208*0.32868 | 0,95  | 1,05  | 1; |   |
| ]; |     |         |         |          |                   |                    |       |       |    |   |

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 38 – Estrutura de dados dos Shunts

| Coluna | Variável | Descrição                 | Unidade |
|--------|----------|---------------------------|---------|
| 1      | m        | Numero da Barra           | int     |
| 2      | $S_n$    | Base de Potência aparente | MVA     |
| 3      | $V_n$    | Base de tensão            | kV      |
| 4      | $f_n$    | Base de frequência        | Hz      |
| 5      | g        | Condutância               | p.u.    |
| 6      | b        | Susceptância              | p.u.    |
| 7      | u        | Status da conexão         | (0, 1)  |

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 39 – Dados dos Shunts

|    |       |     |    |   |        |  |    |
|----|-------|-----|----|---|--------|--|----|
| [  |       |     |    |   |        |  |    |
| 52 | 100.0 | 230 | 60 | 0 | 1.5    |  | 1; |
| 57 | 100.0 | 230 | 60 | 0 | 0.25   |  | 1; |
| 86 | 100.0 | 230 | 60 | 0 | 0.9000 |  | 1; |
| ]; |       |     |    |   |        |  |    |

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 40 – Estrutura de dado do Nome de Barra

| <i>Coluna</i> | <i>Variável</i> | <i>Descrição</i> | <i>Unidade</i> |
|---------------|-----------------|------------------|----------------|
| 1             | <i>n</i>        | 'Nome'           | -              |

TABELA 41 – Dados de Nomes de barras

|                  |                  |                       |                  |
|------------------|------------------|-----------------------|------------------|
| [                |                  |                       |                  |
| 'MIASS3EOL034'   | 'ALEGR2EOL034'   | 'ALEGR1EOL034'        | 'REIVE1EOL034'   |
| 'MIASSA-RN034'   | 'MIASSA-RN230'   | 'ALEGRI-RN034'        | 'ALEGRI-RN230'   |
| 'GALINH-RN230'   | 'GALINH-RN034'   | 'REIVE3EOL034'        | 'ACU-RN230'      |
| 'ACU-RN069'      | 'ACU-RN0138'     | 'JE.SO.PEREIRA-RN230' | 'JESOPER-RN013'  |
| 'MOSSR2-RN230'   | 'MOSSOR-RN069'   | 'ABR-RN034'           | 'ABR-RN230'      |
| 'CARCARA2-RN013' | 'CARCARA2-RN230' | 'BVISTAEOL034'        | 'MARTEREOL034'   |
| 'MACAM1EOL034'   | 'SSANT1EOL034'   | 'SSANT2EOL034'        | 'LANCHI-RN034'   |
| 'LANCHI-RN069'   | 'LANCHIEOL034'   | 'SER1E2-RN034'        | 'SER1E2-RN069'   |
| 'CALAN1EOL034'   | 'CALAN3EOL034'   | 'CALANGO1-RN034'      | 'CALANGO1-RN069' |
| 'LNOVA2-RN069'   | 'LNOVA2-RN230'   | 'CALANGO2-RN069'      | 'CALANGO2-RN034' |
| 'SERRA3-RN069'   | 'SERRA3-RN034'   | 'CALAN2EOL034'        | 'CALAN4EOL034'   |
| 'CALAN5EOL034'   | 'CALAN6EOL034'   | 'SANTA1EOL034'        | 'MACAM2EOL034'   |
| 'PELADOEOL034'   | 'SSANT3EOL034'   | 'PARAIS-RN230'        | 'PARAIS-RN138'   |
| 'PILOES-PB138'   | 'INHARE-RN138'   | 'S.CRUIZ-RN138'       | 'M.SEC1EOL034'   |

FONTE: (O autor, 2019)

## APÊNDICE C – TABULAÇÃO DOS RESULTADOS

### C.1 SENSIBILIDADES DA MC AO FP DOS PARQUES EÓLICOS

TABELA 42 – Resultados para o Sistema teste de 56 barras

| Nº | Parque<br>Barra Nº | Pot.<br>(pu) | FP<br>Disc. | FP<br>Aprox. | Sens.<br>$S_i$ | Auto-<br>valor | MC via<br>FCC | MC via<br>via SNB | Flag conv.<br>SNB | Tempo<br>cpu (s) |
|----|--------------------|--------------|-------------|--------------|----------------|----------------|---------------|-------------------|-------------------|------------------|
| 1  | 1                  | 0,274        | -0,99       | 1,01         | 0,035318       | 0              | 0,148048      | 0,148153          | 1                 | 0,182742         |
| 2  | 1                  | 0,274        | -0,95       | 1,05         | 0,00853        | 0              | 0,145882      | 0,146068          | 1                 | 0,066349         |
| 3  | 1                  | 0,274        | 0,95        | 0,95         | 0,014567       | 0              | 0,153497      | 0,1535            | 1                 | 0,061351         |
| 4  | 1                  | 0,274        | 0,99        | 0,99         | 0,105613       | 0              | 0,151486      | 0,151509          | 1                 | 0,066199         |
| 5  | 2                  | 0,4025       | -0,99       | 1,01         | 0,030592       | 0              | 0,147212      | 0,147345          | 1                 | 0,09825          |
| 6  | 2                  | 0,4025       | -0,95       | 1,05         | 0,006355       | 0              | 0,143986      | 0,144261          | 1                 | 0,066205         |
| 7  | 2                  | 0,4025       | 0,95        | 0,95         | 0,010832       | 0              | 0,15524       | 0,155242          | 1                 | 0,048162         |
| 8  | 2                  | 0,4025       | 0,99        | 0,99         | 0,058595       | 0              | 0,152291      | 0,152304          | 1                 | 0,054834         |
| 9  | 3                  | 0,204        | -0,99       | 1,01         | 0,00912        | 0              | 0,148488      | 0,148579          | 1                 | 0,052686         |
| 10 | 3                  | 0,204        | -0,95       | 1,05         | 0,001775       | 0              | 0,146881      | 0,147026          | 1                 | 0,051476         |
| 11 | 3                  | 0,204        | 0,95        | 0,95         | 0,002878       | 0              | 0,152583      | 0,152593          | 1                 | 0,051439         |
| 12 | 3                  | 0,204        | 0,99        | 0,99         | 0,014082       | 0              | 0,151063      | 0,151094          | 1                 | 0,048938         |
| 13 | 4                  | 0,234        | -0,99       | 1,01         | 0,030218       | 0              | 0,148307      | 0,148404          | 1                 | 0,056686         |
| 14 | 4                  | 0,234        | -0,95       | 1,05         | 0,007375       | 0              | 0,146479      | 0,14664           | 1                 | 0,050002         |
| 15 | 4                  | 0,234        | 0,95        | 0,95         | 0,012081       | 0              | 0,152979      | 0,152985          | 1                 | 0,050057         |
| 16 | 4                  | 0,234        | 0,99        | 0,99         | 0,087747       | 0              | 0,151243      | 0,15127           | 1                 | 0,048282         |
| 17 | 11                 | 0,2405       | -0,99       | 1,01         | 0,031002       | 0              | 0,148266      | 0,148364          | 1                 | 0,050502         |
| 18 | 11                 | 0,2405       | -0,95       | 1,05         | 0,007559       | 0              | 0,146385      | 0,14655           | 1                 | 0,050319         |
| 19 | 11                 | 0,2405       | 0,95        | 0,95         | 0,012403       | 0              | 0,153066      | 0,153071          | 1                 | 0,047954         |
| 20 | 11                 | 0,2405       | 0,99        | 0,99         | 0,08993        | 0              | 0,151283      | 0,15131           | 1                 | 0,049546         |
| 21 | 58                 | 0,12         | -0,99       | 1,01         | 0,104217       | 0              | 0,147309      | 0,147445          | 1                 | 0,050397         |
| 22 | 58                 | 0,12         | -0,95       | 1,05         | 0,033676       | 0              | 0,144216      | 0,144499          | 1                 | 0,052744         |
| 23 | 58                 | 0,12         | 0,95        | 0,95         | 0,382957       | 0              | 0,155063      | 0,155065          | 1                 | 0,0487           |
| 24 | 58                 | 0,12         | 0,99        | 0,99         | 0,332415       | 0              | 0,152206      | 0,152217          | 1                 | 0,047666         |
| 25 | 59                 | 0,0925       | -0,99       | 1,01         | 0,080349       | 0              | 0,147882      | 0,147997          | 1                 | 0,050802         |
| 26 | 59                 | 0,0925       | -0,95       | 1,05         | 0,025993       | 0              | 0,14552       | 0,145735          | 1                 | 0,054722         |
| 27 | 59                 | 0,0925       | 0,95        | 0,95         | 0,28931        | 0              | 0,153878      | 0,153878          | 1                 | 0,044961         |
| 28 | 59                 | 0,0925       | 0,99        | 0,99         | 0,256795       | 0              | 0,151656      | 0,151675          | 1                 | 0,05728          |
| 29 | 60                 | 0,072        | -0,99       | 1,01         | 0,007222       | 0              | 0,149246      | 0,149311          | 1                 | 0,055582         |
| 30 | 60                 | 0,072        | -0,95       | 1,05         | 0,001637       | 0              | 0,148585      | 0,148662          | 1                 | 0,069603         |
| 31 | 60                 | 0,072        | 0,95        | 0,95         | 0,002203       | 0              | 0,150977      | 0,151016          | 1                 | 0,058859         |
| 32 | 60                 | 0,072        | 0,99        | 0,99         | 0,012717       | 0              | 0,150326      | 0,150374          | 1                 | 0,049509         |
| 33 | 61                 | 0,08         | -0,99       | 1,01         | 0,008208       | 0              | 0,149185      | 0,149252          | 1                 | 0,062658         |
| 34 | 61                 | 0,08         | -0,95       | 1,05         | 0,001863       | 0              | 0,148451      | 0,14853           | 1                 | 0,053707         |
| 35 | 61                 | 0,08         | 0,95        | 0,95         | 0,002538       | 0              | 0,151109      | 0,151146          | 1                 | 0,057867         |
| 36 | 61                 | 0,08         | 0,99        | 0,99         | 0,014734       | 0              | 0,150386      | 0,150433          | 1                 | 0,064027         |
| 37 | 62                 | 0,12         | -0,99       | 1,01         | 0,012111       | 0              | 0,148883      | 0,148955          | 1                 | 0,050071         |
| 38 | 62                 | 0,12         | -0,95       | 1,05         | 0,002714       | 0              | 0,147777      | 0,14787           | 1                 | 0,050755         |
| 39 | 62                 | 0,12         | 0,95        | 0,95         | 0,003835       | 0              | 0,151764      | 0,151793          | 1                 | 0,048713         |
| 40 | 62                 | 0,12         | 0,99        | 0,99         | 0,022006       | 0              | 0,150684      | 0,150727          | 1                 | 0,045978         |
| 41 | 65                 | 0,112        | -0,99       | 1,01         | 0,011322       | 0              | 0,148944      | 0,149014          | 1                 | 0,049598         |
| 42 | 65                 | 0,112        | -0,95       | 1,05         | 0,002543       | 0              | 0,147912      | 0,148002          | 1                 | 0,050482         |
| 43 | 65                 | 0,112        | 0,95        | 0,95         | 0,003566       | 0              | 0,151633      | 0,151664          | 1                 | 0,046788         |
| 44 | 65                 | 0,112        | 0,99        | 0,99         | 0,020498       | 0              | 0,150625      | 0,150668          | 1                 | 0,047765         |

FONTE: (O autor, 2019)

TABELA 43 – Resultados para o Sistema teste de 56 barras - continuação

| Nº | Parque<br>Barra Nº | Pot.<br>(pu) | FP<br>Disc. | FP<br>Aprox. | Sens.<br>$S_i$ | Auto-<br>valor | MC via<br>FCC | MC via<br>via SNB | Flag conv.<br>SNB | Tempo<br>cpu (s) |
|----|--------------------|--------------|-------------|--------------|----------------|----------------|---------------|-------------------|-------------------|------------------|
| 45 | 68                 | 0,12         | -0,99       | 1,01         | 0,019061       | 0              | 0,148884      | 0,148956          | 1                 | 0,051876         |
| 46 | 68                 | 0,12         | -0,95       | 1,05         | 0,004712       | 0              | 0,14778       | 0,147873          | 1                 | 0,050595         |
| 47 | 68                 | 0,12         | 0,95        | 0,95         | 0,007541       | 0              | 0,151765      | 0,151794          | 1                 | 0,048466         |
| 48 | 68                 | 0,12         | 0,99        | 0,99         | 0,055892       | 0              | 0,150684      | 0,150727          | 1                 | 0,047794         |
| 49 | 69                 | 0,12         | -0,99       | 1,01         | 0,019061       | 0              | 0,148884      | 0,148956          | 1                 | 0,052291         |
| 50 | 69                 | 0,12         | -0,95       | 1,05         | 0,004712       | 0              | 0,14778       | 0,147873          | 1                 | 0,052361         |
| 51 | 69                 | 0,12         | 0,95        | 0,95         | 0,007541       | 0              | 0,151765      | 0,151794          | 1                 | 0,049725         |
| 52 | 69                 | 0,12         | 0,99        | 0,99         | 0,055892       | 0              | 0,150684      | 0,150727          | 1                 | 0,047722         |
| 53 | 78                 | 0,12         | -0,99       | 1,01         | 0,034138       | 0              | 0,148877      | 0,148948          | 1                 | 0,060278         |
| 54 | 78                 | 0,12         | -0,95       | 1,05         | 0,005546       | 0              | 0,14776       | 0,147852          | 1                 | 0,058891         |
| 55 | 78                 | 0,12         | 0,95        | 0,95         | 0,003436       | 0              | 0,151773      | 0,151803          | 1                 | 0,047516         |
| 56 | 78                 | 0,12         | 0,99        | 0,99         | 0,015036       | 0              | 0,150689      | 0,150733          | 1                 | 0,048222         |
| 57 | 79                 | 0,12         | -0,99       | 1,01         | 0,034138       | 0              | 0,148877      | 0,148948          | 1                 | 0,051000         |
| 58 | 79                 | 0,12         | -0,95       | 1,05         | 0,005546       | 0              | 0,14776       | 0,147852          | 1                 | 0,051603         |
| 59 | 79                 | 0,12         | 0,95        | 0,95         | 0,003436       | 0              | 0,151773      | 0,151803          | 1                 | 0,048123         |
| 60 | 79                 | 0,12         | 0,99        | 0,99         | 0,015036       | 0              | 0,150689      | 0,150733          | 1                 | 0,047763         |
| 61 | 80                 | 0,12         | -0,99       | 1,01         | 0,034138       | 0              | 0,148877      | 0,148948          | 1                 | 0,051655         |
| 62 | 80                 | 0,12         | -0,95       | 1,05         | 0,005546       | 0              | 0,14776       | 0,147852          | 1                 | 0,051086         |
| 63 | 80                 | 0,12         | 0,95        | 0,95         | 0,003436       | 0              | 0,151773      | 0,151803          | 1                 | 0,046632         |
| 64 | 80                 | 0,12         | 0,99        | 0,99         | 0,015036       | 0              | 0,150689      | 0,150733          | 1                 | 0,045718         |
| 65 | 81                 | 0,12         | -0,99       | 1,01         | 0,034138       | 0              | 0,148877      | 0,148948          | 1                 | 0,052026         |
| 66 | 81                 | 0,12         | -0,95       | 1,05         | 0,005546       | 0              | 0,14776       | 0,147852          | 1                 | 0,050501         |
| 67 | 81                 | 0,12         | 0,95        | 0,95         | 0,003436       | 0              | 0,151773      | 0,151803          | 1                 | 0,04735          |
| 68 | 81                 | 0,12         | 0,99        | 0,99         | 0,015036       | 0              | 0,150689      | 0,150733          | 1                 | 0,047327         |
| 69 | 82                 | 0,12         | -0,99       | 1,01         | 0,034138       | 0              | 0,148877      | 0,148948          | 1                 | 0,054549         |
| 70 | 82                 | 0,12         | -0,95       | 1,05         | 0,005546       | 0              | 0,14776       | 0,147852          | 1                 | 0,049471         |
| 71 | 82                 | 0,12         | 0,95        | 0,95         | 0,003436       | 0              | 0,151773      | 0,151803          | 1                 | 0,04654          |
| 72 | 82                 | 0,12         | 0,99        | 0,99         | 0,015036       | 0              | 0,150689      | 0,150733          | 1                 | 0,047302         |
| 73 | 83                 | 0,072        | -0,99       | 1,01         | 0,011606       | 0              | 0,149246      | 0,149311          | 1                 | 0,051182         |
| 74 | 83                 | 0,072        | -0,95       | 1,05         | 0,002891       | 0              | 0,148586      | 0,148664          | 1                 | 0,049023         |
| 75 | 83                 | 0,072        | 0,95        | 0,95         | 0,004575       | 0              | 0,150977      | 0,151016          | 1                 | 0,046707         |
| 76 | 83                 | 0,072        | 0,99        | 0,99         | 0,034446       | 0              | 0,150326      | 0,150374          | 1                 | 0,046663         |
| 77 | 84                 | 0,08         | -0,99       | 1,01         | 0,013047       | 0              | 0,149186      | 0,149252          | 1                 | 0,048643         |
| 78 | 84                 | 0,08         | -0,95       | 1,05         | 0,003257       | 0              | 0,148452      | 0,148533          | 1                 | 0,049542         |
| 79 | 84                 | 0,08         | 0,95        | 0,95         | 0,005208       | 0              | 0,151109      | 0,151146          | 1                 | 0,046524         |
| 80 | 84                 | 0,08         | 0,99        | 0,99         | 0,039702       | 0              | 0,150386      | 0,150433          | 1                 | 0,047407         |
| 81 | 85                 | 0,12         | -0,99       | 1,01         | 0,019342       | 0              | 0,148884      | 0,148956          | 1                 | 0,053097         |
| 82 | 85                 | 0,12         | -0,95       | 1,05         | 0,004797       | 0              | 0,14778       | 0,147874          | 1                 | 0,05475          |
| 83 | 85                 | 0,12         | 0,95        | 0,95         | 0,007747       | 0              | 0,151765      | 0,151794          | 1                 | 0,046961         |
| 84 | 85                 | 0,12         | 0,99        | 0,99         | 0,058308       | 0              | 0,150684      | 0,150727          | 1                 | 0,046318         |
| 85 | 92                 | 0,104        | -0,99       | 1,01         | 0,010819       | 0              | 0,149129      | 0,149202          | 1                 | 0,049452         |
| 86 | 92                 | 0,104        | -0,95       | 1,05         | 0,002546       | 0              | 0,148323      | 0,148419          | 1                 | 0,050197         |
| 87 | 92                 | 0,104        | 0,95        | 0,95         | 0,003617       | 0              | 0,151227      | 0,151255          | 1                 | 0,047907         |
| 88 | 92                 | 0,104        | 0,99        | 0,99         | 0,022698       | 0              | 0,150441      | 0,150483          | 1                 | 0,056614         |

FONTE: (O autor, 2019)

## APÊNDICE D – DADOS TÉCNICOS DO MICROCOMPUTADOR USADO NAS SIMULAÇÕES

Sistema Operacional: Microsoft Windows 10 Pro

Versão: 10.0.18362 Compilação 18362

Fabricante do Sistema Operacional: Microsoft Corporation

Nome do Desktop: DESKTOP-D6K4UF1

Fabricante do Desktop: HP

Modelo do Desktop: HP EliteDesk 800 G3 SFF

Tipo do Desktop: PC baseado em X64

Processador do Desktop: Intel(R) Core(TM) i5-7500 de 3.40GHz, 4 Núcleos

Memória Física (RAM) Instalada: 8,00 GB

Memória física total: 7,88 GB

Memória física disponível: 2,28 GB

Memória virtual total: 10,8 GB

Memória virtual disponível: 2,64 GB